

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60422

Troisième édition
Third edition
2005-10

**Huiles minérales isolantes
dans les matériels électriques –
Lignes directrices pour la maintenance
et la surveillance**

**Mineral insulating oils in electrical equipment –
Supervision and maintenance guidance**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60422:2005

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- **Site web de la CEI (www.iec.ch)**
- **Catalogue des publications de la CEI**

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/searchpub) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- **IEC Just Published**

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/online_news/justpub) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- **Service clients**

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- **IEC Web Site (www.iec.ch)**
- **Catalogue of IEC publications**

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/searchpub) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- **IEC Just Published**

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/online_news/justpub) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- **Customer Service Centre**

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60422

Troisième édition
Third edition
2005-10

**Huiles minérales isolantes
dans les matériels électriques –
Lignes directrices pour la maintenance
et la surveillance**

**Mineral insulating oils in electrical equipment –
Supervision and maintenance guidance**

© IEC 2005 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

X

*Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	6
INTRODUCTION.....	10
1 Domaine d'application	12
2 Références normatives.....	12
3 Termes et définitions	14
4 Remarques générales	16
4.1 Avertissement général.....	16
4.2 Environnement	16
5 Propriétés et détérioration/dégradation de l'huile.....	18
6 Essais des huiles et leur signification	18
6.1 Généralités.....	18
6.2 Couleur et aspect	20
6.3 Tension de claquage	20
6.4 Teneur en eau.....	22
6.5 Acidité.....	28
6.6 Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité	28
6.7 Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation.....	34
6.8 Dépôts et sédiments.....	36
6.9 Tension interfaciale (TIF)	36
6.10 Nombre de particules	36
6.11 Point d'éclair	38
6.12 Compatibilité des huiles isolantes.....	38
6.13 Point d'écoulement.....	40
6.14 Masse volumique	40
6.15 Viscosité	40
6.16 Polychlorobiphényles (PCBs)	40
6.17 Soufre corrosif.....	40
7 Echantillonnage d'huile provenant d'équipement	42
8 Catégories de matériels.....	42
9 Evaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf	44
10 Evaluation de l'huile en service	46
10.1 Généralités.....	46
10.2 Fréquence des examens de l'huile en service	46
10.3 Procédures d'essai.....	50
10.4 Classification des états des huiles en service	50
10.5 Action corrective	52
11 Traitement et stockage	62
12 Traitement.....	64
12.1 Généralités.....	64
12.2 Retraitement	64
12.3 Régénération.....	72
12.4 Décontamination des huiles contenant du polychlorobiphényle (PCB)	74

CONTENTS

FOREWORD.....	7
INTRODUCTION.....	11
1 Scope.....	13
2 Normative references	13
3 Terms and definitions	15
4 General remarks.....	17
4.1 General caution.....	17
4.2 Environment.....	17
5 Properties and deterioration/degradation of oil	19
6 Oil tests and their significance.....	19
6.1 General.....	19
6.2 Colour and appearance	21
6.3 Breakdown voltage.....	21
6.4 Water content.....	23
6.5 Acidity.....	29
6.6 Dielectric Dissipation Factor (DDF) and resistivity	29
6.7 Inhibitor content and oxidation stability.....	35
6.8 Sediment and sludge.....	37
6.9 Interfacial tension (IFT)	37
6.10 Particle count	37
6.11 Flash-point	39
6.12 Compatibility of insulating oils	39
6.13 Pour-point	41
6.14 Density.....	41
6.15 Viscosity.....	41
6.16 Polychlorinated biphenyls (PCBs).....	41
6.17 Corrosive sulphur	41
7 Sampling of oil from equipment	43
8 Categories of equipment.....	43
9 Evaluation of mineral insulating oil in new equipment.....	45
10 Evaluation of oil in service.....	47
10.1 General.....	47
10.2 Frequency of examination of oils in service	47
10.3 Testing procedures.....	51
10.4 Classification of the condition of oils in service.....	51
10.5 Corrective action	53
11 Handling and storage	63
12 Treatment.....	65
12.1 General	65
12.2 Reconditioning	65
12.3 Reclaiming	73
12.4 Decontamination of oils containing PCB	75

13 Remplacement de l'huile dans le matériel électrique.....	76
13.1 Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension nominale inférieure à 72,5 kV dans l'appareillage de connexion et les matériels associés	76
13.2 Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension nominale supérieure ou égale à 72,5 kV	76
13.3 Remplacement de l'huile dans le matériel électrique contaminé par du PCB.....	76
Annexe A (informative) Température d'échantillonnage inférieure à 20 °C	78
Annexe B (informative) Particules	80
Annexe C (informative) Méthode d'essai pour la détermination de sédiments et de dépôts	82
Bibliographie.....	84
Figure 1 – Exemple de variation de la teneur en eau de saturation, en fonction de la température et de l'acidité d'huile pour l'huile isolante d'origine, conformément à la CEI 60296	24
Figure 2 – Facteurs de correction typique	28
Figure 3 – Exemple de variation de la résistivité en fonction de la température pour les huiles isolantes	32
Tableau 1 – Essais des huiles minérales isolantes.....	20
Tableau 2 – Catégories de matériels.....	42
Tableau 3 – Limites conseillées pour les huiles minérales isolantes après le remplissage dans les matériels électriques neufs avant la mise sous tension	44
Tableau 4 – Fréquences d'essai ⁽¹⁾ conseillées	48
Tableau 5 – Application et interprétation des essais	54
Tableau 6 – Mesures correctives	62
Tableau 7 – Conditions pour les traitements des huiles isolantes minérales inhibées.....	66
Tableau A.1 – Guide pour interpréter des données exprimées en pourcentage de saturation	78
Tableau B.1 – Exemples de niveaux de contamination [de particules] rencontrées sur l'huile isolante de transformateur de puissance comme mesurées par comptage laser [ISO 4406]	80

13 Replacement of oil in electrical equipment.....	77
13.1 Replacement of oil in transformers rated below 72,5 kV and in switchgear and associated equipment.....	77
13.2 Replacement of oil in transformers rated 72,5 kV and above	77
13.3 Replacement of oil in electrical equipment contaminated with PCB.....	77
 Annex A (informative) Sampling temperature below 20 °C.....	79
Annex B (informative) Particles.....	81
Annex C (informative) Test method for determination of sediment and sludge.....	83
 Bibliography.....	85
 Figure 1 – Example of the variation in saturation water content with oil temperature and acidity for insulating oil originally conforming to IEC 60296	25
Figure 2 – Typical correction factors	29
Figure 3 – Example of variation of resistivity with temperature for insulating oils.....	33
 Table 1 – Tests for mineral insulating oils	21
Table 2 – Categories of equipment	43
Table 3 – Recommended limits for mineral insulating oils after filling in new electrical equipment prior to energization.....	45
Table 4 – Recommended frequency of testing ⁽¹⁾	49
Table 5 – Application and interpretation of tests.....	55
Table 6 – Corrective actions	63
Table 7 – Conditions for processing inhibited mineral insulating oils	67
Table A.1 – Guidelines for interpreting data expressed in percent saturation	79
Table B.1 – Examples of contamination levels (particles) encountered on power transformer insulating oil as measured by laser counting (ISO 4406).....	81

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

HUILES MINÉRALES ISOLANTES DANS LES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES – LIGNES DIRECTRICES POUR LA MAINTENANCE ET LA SURVEILLANCE

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de la CEI"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme Internationale CEI 60422 a été établie par le Comité d'étude 10 de la CEI: Fluides pour applications électrotechniques.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition, publiée en 1989, dont elle constitue une révision technique.

Les modifications principales par rapport à l'édition précédente sont les suivantes:

La présente norme a été révisée pour tenir compte des évolutions technologiques liées aux huiles et aux matériels et dans le respect des meilleures pratiques en vigueur de par le monde.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT –
SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDANCE**

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International standard IEC 60422 has been prepared by IEC technical committee 10: Fluids for electrotechnical applications.

This third edition cancels and replaces the second edition, published in 1989, and constitutes a technical revision.

The main changes with regard to the previous edition are as follows:

This standard has been revised to take into account changes in oil and equipment technology and to have due regard for the best practices currently in use world-wide.

Les limites d'action pour tous les essais d'huile ont été mis à jour et des changements ont été faits en cas de besoin pour permettre à des utilisateurs d'employer la méthodologie courante et de se conformer aux exigences et aux règlements affectant la sécurité et les aspects environnementaux.

La présente norme présentant des lignes directrices, intègre des changements présentés dans les normes associées depuis la publication de la deuxième édition.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
10/636/FDIS	10/641/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous «<http://webstore.iec.ch>» dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

- reconduite;
- supprimée;
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

The action limits for all oil tests have been revised and changes made where necessary to enable users to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

This guidance incorporates changes introduced in associated standards since the publication of the second edition.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
10/636/FDIS	10/641/RVD

Full information on the voting for the approval of this guide can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed;
- withdrawn;
- replaced by a revised edition, or
- amended.

INTRODUCTION

Les huiles minérales isolantes sont utilisées dans le matériel électrique employé dans la génération, la transmission, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique, ce qui fait que la quantité d'huile en service, à travers le monde, s'élève à des centaines de millions de kilogrammes.

La qualité de la surveillance et de l'entretien de l'huile est essentielle pour assurer le bon fonctionnement des équipements électriques remplis d'huile. A cette fin, des recueils d'instructions ont été établis par les autorités responsables de source électrique, les compagnies d'alimentation et les industries dans de nombreux pays.

L'examen de l'expérience actuelle indique une grande variation des procédures et des critères. Cependant, il est possible de comparer la valeur et la signification des divers essais d'huile normalisés et de conseiller des critères uniformes d'évaluation des résultats d'essais.

Lorsqu'un certain niveau de détérioration de l'huile est dépassé (par dégradation ou par contamination), les marges de sécurité sont réduites et il convient de poser la question du risque d'une défaillance prématurée. Bien que l'évaluation de ce risque soit très difficile, une première étape consiste à identifier les effets potentiels d'une dégradation accrue. La philosophie sous-jacente à la présente norme est de fournir aux utilisateurs une base aussi large que possible de compréhension de la dégradation de la qualité des huiles, de sorte qu'ils puissent prendre, en connaissance de cause, les décisions reposant sur les procédures d'entretien.

Les huiles minérales neuves sont des ressources limitées et il convient de garder cela à l'esprit en les manipulant. Les huiles minérales usagées sont considérées comme des déchets contrôlés selon la plupart des réglementations. Si des fuites se produisent, elles peuvent avoir des incidences négatives sur l'environnement, particulièrement si l'huile est contaminée par des polluants organiques persistants tels que les PCB.

Les lignes directrices figurant dans la présente norme, quoique techniquement valides, ont été établies principalement pour servir de base à l'élaboration des codes de pratique plus complets et plus spécifiques par les utilisateurs, compte tenu des circonstances locales. Il y aura lieu d'établir des avis techniques sérieux pour établir le meilleur compromis entre les exigences techniques et les facteurs économiques.

Il convient aussi de se reporter aux instructions fournies par le constructeur.

INTRODUCTION

Insulating mineral oils are used in electrical equipment employed in the generation, transmission, distribution and use of electrical energy, so that the amount of oil in service, worldwide, amounts to hundreds of millions of kilograms.

Monitoring and maintaining oil quality is essential to ensure the reliable operation of oil-filled electrical equipment. Codes of practice for this purpose have been established by electrical power authorities, power companies and industries in many countries.

A review of current experience reveals a wide variation of procedures and criteria. It is possible, however, to compare the value and significance of standardized oil tests and to recommend uniform criteria for the evaluation of test data.

If a certain amount of oil deterioration (by degradation or contamination) is exceeded, there is inevitably some erosion of safety margins and the question of the risk of premature failure should then be considered. While the quantification of the risk can be very difficult, a first step involves the identification of potential effects of increased deterioration. The philosophy underlying this standard is to furnish users with as broad a base of understanding of oil quality deterioration as is available, so that they can make informed decisions on inspection and maintenance practices.

Unused mineral oils are limited resources and should be handled with this in mind. Used mineral oils are, by most regulations, deemed to be controlled waste. If spills occur, this may have a negative environmental impact, especially if the oil is contaminated by persistent organic pollutants such as polychlorinated biphenyls (PCB).

The guidelines given in this standard, whilst technically sound, are mainly intended to serve as a common basis for the preparation of more specific and complete codes of practice by users in the light of local circumstances. Sound engineering judgement will have to be exerted in seeking the best compromise between technical requirements and economic factors.

Reference should also be made to instructions from the equipment manufacturer.

HUILES MINÉRALES ISOLANTES DANS LES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES – LIGNES DIRECTRICES POUR LA MAINTENANCE ET LA SURVEILLANCE

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale donne les lignes directrices pour la surveillance et la maintenance de la qualité des huiles isolantes dans les appareils électriques.

La présente norme est applicable aux huiles minérales isolantes, satisfaisant à l'origine aux exigences de la CEI 60296 et utilisées dans les transformateurs, l'appareillage de connexion et les appareils électriques semblables, pour lesquels la prise d'échantillon d'huile est possible, et lorsque les conditions normales d'exploitation prévues dans les spécifications du matériel sont appliquées.

Cette norme a aussi pour but d'aider le personnel d'exploitation à évaluer l'état de l'huile des matériels et de l'assister dans sa tâche afin de conserver l'huile en condition de service. Il fournit également une base commune à l'élaboration des codes de pratique locale plus complets et plus spécifiques.

Cette norme inclut les recommandations sur les essais normalisés, les procédures d'évaluation et des éléments de procédés de retraitement et de régénération de l'huile et la décontamination de l'huile contaminée par le PCB.

NOTE Le contrôle des conditions des matériels électriques, par exemple par l'analyse des gaz dissous, les mélanges furaniques ou tout autre moyen ne fait pas partie du domaine d'application de la présente norme.

2 Références normatives

Les documents référencés suivants sont indispensables pour l'application de ce document. Pour des références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, c'est la dernière édition du document référencé (y compris les amendements) qui s'applique.

CEI 60156, *Isolants liquides – Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle – Méthode d'essai*

CEI 60247, *Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu*

CEI 60296, *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion*

CEI 60475, *Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides*

CEI 60666, *Détection et dosage d'additifs antioxydants spécifiques présents dans les huiles isolantes*

CEI 60814, *Isolants liquides – Cartons et papiers imprégnés d'huile – Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fisher automatique*

CEI 60970, *Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules dans les isolants liquides*

MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT – SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDANCE

1 Scope

This International Standard gives guidance on the supervision and maintenance of the quality of the insulating oil in electrical equipment.

This standard is applicable to mineral insulating oils, originally supplied conforming to IEC 60296, and used in transformers, switchgear and other electrical apparatus where oil sampling is reasonably practicable and where the normal operating conditions specified in the equipment specifications apply.

This standard assists the power equipment operator to evaluate the condition of the oil and maintain it in a serviceable condition. It also provides a common basis for the preparation of more specific and complete local codes of practice.

This standard includes recommendations on tests and evaluation procedures and outlines methods for reconditioning and reclaiming oil and the decontamination of oil contaminated with PCB.

NOTE The condition monitoring of electrical equipment, for example by analysis of dissolved gases, furanic compounds or other means is outside the scope of this standard.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60156: *Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method*

IEC 60247: *Insulating liquids – Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor ($\tan \delta$) and d.c. resistivity*

IEC 60296: *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*

IEC 60475: *Method of sampling liquid dielectrics*

IEC 60666: *Detection and determination of specified anti-oxidant additives in insulating oils*

IEC 60814: *Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration*

IEC 60970: *Methods for counting and sizing particles in insulating liquids*

CEI 61125, *Isolants liquides neufs à base d'hydrocarbures – Méthodes d'essai pour évaluer la stabilité à l'oxydation*

CEI 61619, *Isolants liquides – Contamination par les polychlorobiphényles (PCB). Méthode de détermination par chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire*

CEI 62021-1, *Liquides isolants – Détermination de l'acidité – Partie 1: Titrage potentiométrique automatique*

ISO 2049, *Produits pétroliers – Détermination de la couleur (échelle ASTM)*

ISO 2719, *Détermination du point d'éclair – Méthode Pensky-Martens en vase clos*

ISO 3016, *Produits pétroliers – Détermination du point d'écoulement*

ISO 3104, *Produits pétroliers – Liquides opaques et transparents – Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique*

ISO 3675, *Pétrole brut et produits pétroliers liquides – Détermination en laboratoire de la masse volumique – Méthode à l'aréomètre*

ASTM D971-99a:2004, *Standard test method for interfacial tension of oil against water by the ring method*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1

transformateur de distribution

petit transformateur, généralement inférieure à 2 MVA, utilisé par des réseaux électriques pour la distribution d'électricité

3.2

transformateur industriel ou stratégique

transformateur qui, indépendamment de sa tension et de sa puissance assignée, est utilisé par l'industrie en général et a un rôle critique dans le bon fonctionnement de chaque industrie

3.3

réglementations locales

réglementations pertinentes liées au processus particulier dans le pays concerné

NOTE Elles peuvent être définies par la législation locale, régionale ou nationale, ou même par le propriétaire ou l'opérateur du matériel lui-même. Il convient qu'elles soient toujours considérées comme les plus sévères de toute combinaison de celles-ci. Il est de la responsabilité de chaque utilisateur de cette norme de se familiariser lui-même avec les règlements applicables à sa situation. Il peut se référer aux questions opérationnelles, environnementales ou d'hygiène et de sécurité. Généralement l'appréciation du risque sera nécessaire.

3.4

essais individuels (Groupe 1)

essais minimums demandés pour surveiller l'huile et pour s'assurer qu'il convient au service continu

NOTE Si les résultats obtenus à partir de ces essais ne dépassent pas les limites d'action habituellement recommandées, aucun autre essai n'est considéré comme nécessaire jusqu'à la période régulière suivante pour les contrôles mais, dans certaines conditions perçues, des essais complémentaires peuvent être considérés prudents.

IEC 61125: *Unused hydrocarbon-based insulating liquids – Test methods for evaluating the oxidation stability*

IEC 61619: *Insulating liquids – Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) – Method of determination by capillary column gas chromatography*

IEC 62021-1: *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 1: Automatic potentiometric titration*

ISO 2049: *Petroleum products – Determination of colour (ASTM scale)*

ISO 2719: *Determination of flash point – Pensky-Martens closed cup method*

ISO 3016: *Petroleum products – Determination of pour point*

ISO 3104: *Petroleum products – Transparent and opaque liquids – Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity*

ISO 3675: *Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density – Hydrometer method*

ASTM D971-99a: 2004 *Standard test method for interfacial tension of oil against water by the ring method*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1

distribution transformer

small transformer, usually less than 2 MVA, used by electrical utilities for the distribution of electricity

3.2

industrial or strategic transformer

transformer that, irrespective of its rated power and voltage, is used by industry in general and has a critical role in the proper functioning of such industry

3.3

local regulations

regulations pertinent to the particular process in the country concerned

NOTE They may be defined by local, regional or national legislation or even the owner or operator of the equipment itself. They should always be considered as the most stringent of any combination thereof. It is the responsibility of all users of this standard to familiarize themselves with the regulations applicable to their situation. They may refer to operational, environmental or health and safety issues. Usually detailed risk assessment will be required.

3.4

routine tests (Group 1)

minimum tests required to monitor the oil and to ensure that it is suitable for continued service

NOTE If the results obtained from these tests do not exceed recommended action limits usually no further tests are considered necessary until the next regular period for inspection but, under certain perceived conditions, complementary tests may be deemed prudent.

3.5

essais complémentaires (Groupe 2)

essais additionnels, qui peuvent être utilisés pour obtenir d'autres informations spécifiques sur la qualité d'huile, et peuvent être utilisés pour aider à l'évaluation d'huile pour l'utilisation continue en service

3.6

essais investigateurs spéciaux (Groupe 3)

essais principalement utilisés pour déterminer l'adéquation d'huile pour le type d'équipement en service et pour s'assurer de la conformité aux considérations environnementales et opérationnelles

3.7

retraitement

procédé suivant lequel la teneur en particules solides et la teneur en eau et les contaminants sont éliminés en utilisant seulement un traitement physique

3.8

régénération

procédé suivant lequel les contaminants polaires solubles et insolubles de l'huile sont éliminés en utilisant un traitement physique et chimique

3.9

décontamination du polychlorobiphényle (PCB)

procédé par lequel la contamination PCB peut être enlevée de l'huile minérale

4 Remarques générales

4.1 Avertissement général

La présente Norme internationale n'est pas censée aborder tous les problèmes de sécurité associés à son utilisation. Il incombe à l'utilisateur de la norme d'établir les pratiques sanitaires et de sécurité appropriées et de déterminer l'applicabilité des limites réglementaires avant utilisation.

Il est recommandé de manipuler les huiles minérales qui font l'objet de la présente norme dans le respect de l'hygiène du personnel. Un contact direct avec les yeux peut provoquer une légère irritation. Dans le cas d'un contact oculaire, il convient d'effectuer un lavage avec une grande quantité d'eau courante propre et de consulter un médecin. Pour plus d'information, se reporter à la fiche technique pour la sécurité fournie par le fabricant. Certaines procédures référencées dans la présente norme concernent l'utilisation de processus qui pourraient entraîner une situation dangereuse. L'attention est attirée sur la norme applicable à des fins de lignes directrices.

4.2 Environnement

La présente norme est applicable aux huiles minérales, aux produits chimiques et aux récipients d'échantillons usagés.

L'attention est attirée sur le fait que, au moment de la rédaction de la présente norme, quelques huiles minérales en service sont reconnues pour être contaminées à des degrés par des PCB. Pour cette raison, des contre-mesures de sécurité doivent être prises pour éviter des risques aux travailleurs, au public et à l'environnement pendant la durée de vie de l'équipement, en contrôlant de manière stricte les fuites et les émissions. L'élimination ou la décontamination de ces huiles doit se faire rigoureusement, selon les réglementations locales. Il est recommandé de prendre toutes les précautions pour éviter le dégagement d'huile minérale dans l'environnement.

3.5**complementary tests (Group 2)**

additional tests, which may be used to obtain further specific information about the quality of the oil, and may be used to assist in the evaluation of the oil for continued use in service

3.6**special investigative tests (Group 3)**

used mainly to determine the suitability of the oil for the type of equipment in use and to ensure compliance with environmental and operational considerations

3.7**reconditioning**

process that eliminates water and solid particles and contaminants by physical processing only

3.8**reclamation**

process that eliminates soluble and insoluble polar contaminants from the oil by chemical and physical processing

3.9**PCB decontamination**

process by which PCB contamination may be removed from mineral oil

4 General remarks**4.1 General caution**

This International Standard does not purport to address all the safety problems associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate health and safety practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.

The mineral oils which are the subject of this standard should be handled with due regard to personal hygiene. Direct contact with the eyes may cause slight irritation. In the case of eye contact, irrigation with copious quantities of clean running water should be carried out and medical advice sought. For more information, refer to the safety data sheet provided by the manufacturer. Some of the tests specified in this standard involve the use of processes that could lead to a hazardous situation. Attention is drawn to the relevant standard for guidance.

4.2 Environment

This standard is applicable to mineral oils, chemicals and used sample containers.

Attention is drawn to the fact that, at the time of writing this guide, some mineral oils in service are known to be contaminated to some degree by PCBs. Because of this, safety countermeasures shall be taken to avoid risks to workers, the public and the environment during the life of the equipment, by strictly controlling spills and emissions. Disposal or decontamination of these oils shall be carried out strictly in accordance with local regulations. Every precaution should be taken to prevent release of mineral oil into the environment.

5 Propriétés et détérioration/dégradation de l'huile

La performance fiable d'huile isolante minérale dans un système d'isolation dépend de certaines caractéristiques de base d'huile qui peuvent affecter la performance globale du matériel électrique.

Afin d'assurer ses fonctions multiples de diélectrique, d'agent caloporteur et d'extincteur d'arc, l'huile doit posséder certaines propriétés fondamentales, en particulier:

- une rigidité diélectrique élevée, afin de tenir les contraintes électriques imposées en service;
- une viscosité suffisamment faible pour ne pas freiner la circulation ni diminuer le transfert de chaleur;
- des propriétés d'écoulement à basses températures appropriées et pour les conditions climatiques les plus basses susceptibles d'exister sur le lieu d'installation;
- une résistance à l'oxydation convenable, afin d'assurer une longue durée de service.

La dégradation de l'huile minérale en service est due aux conditions d'utilisation. Dans de nombreuses applications, l'huile isolante est en contact avec l'air et est ainsi soumise à des réactions d'oxydation. Les températures élevées accélèrent l'oxydation. La présence de métaux, de dérivés organo-métalliques ou les deux peut agir comme promoteurs d'oxydation. Il peut se produire un changement de couleur, une formation de produits acides et, à un stade d'oxydation avancé, une précipitation de dépôts. Les propriétés diélectriques et dans les cas extrêmes, les propriétés thermiques peuvent en être affectées.

En plus des produits d'oxydation, d'autres agents contaminants indésirables, tel que l'eau, les particules solides, les produits polaires solubles – peuvent s'accumuler dans l'huile en service et altérer ses propriétés.

La présence de ces agents contaminants et de tout produit de dégradation de l'huile se traduit par la modification d'une ou de plusieurs propriétés, comme décrit dans le Tableau 1.

La dégradation d'autres matériaux de construction, pouvant affecter le bon fonctionnement des matériels électriques et diminuer leur durée de fonctionnement, peut également se traduire par des modifications des propriétés de l'huile.

6 Essais des huiles et leur signification

6.1 Généralités

Un grand nombre d'essais peuvent être réalisés sur les huiles minérales isolantes dans le matériel électrique. Les essais donnés au Tableau 1 et étudiés de 6.2 à 6.10 sont considérés comme suffisants pour déterminer si l'état de l'huile est approprié pour le fonctionnement continu et pour suggérer le type d'action corrective demandé, s'il y a lieu. Les essais ne sont pas donnés par ordre de priorité.

5 Properties and deterioration/degradation of oil

The reliable performance of mineral insulating oil in an insulation system depends upon certain basic oil characteristics that can affect the overall performance of the electrical equipment.

In order to accomplish its multiple role of dielectric, coolant and arc-quencher, the oil needs to possess certain properties, in particular:

- high dielectric strength to withstand the electric stresses imposed in service;
- sufficiently low viscosity so that its ability to circulate and transfer heat is not impaired;
- adequate low-temperature properties down to the lowest temperature expected at the installation site;
- resistance to oxidation to maximise service life.

In service, mineral oil degrades due to the conditions of use. In many applications, insulating oil is in contact with air and is therefore subject to oxidation. Elevated temperatures accelerate degradation. The presence of metals, organo-metallic compounds or both may act as a catalyst for oxidation. Changes in colour, the formation of acidic compounds and, at an advanced stage of oxidation, precipitation of sludge, may occur. Dielectric and, in extreme cases, thermal properties may be impaired.

In addition to oxidation products, many other undesirable contaminants, such as water, solid particles and oil-soluble polar compounds can accumulate in the oil during service and affect its electrical properties.

The presence of such contaminants and any degradation product of oil are indicated by a change of one or more properties as described in Table 1.

Deterioration of other constructional materials, which may interfere with the proper functioning of the electrical equipment and shorten its working life, may also be indicated by changes in oil properties.

6 Oil tests and their significance

6.1 General

A large number of tests can be applied to mineral insulating oils in electrical equipment. The tests listed in Table 1 and discussed in 6.2 to 6.10 are considered sufficient to determine whether the condition of the oil is adequate for continued operation and to suggest the type of corrective action required, where applicable. The tests are not listed in order of priority.

Tableau 1 – Essais des huiles minérales isolantes

Propriété	Groupe ^d	Paragraphe	Méthode
Couleur et aspect	1	6.2	ISO 2049
Tension de claquage	1	6.3	CEI 60156
Teneur en eau	1	6.4	CEI 60814
Acidité (valeur de neutralisation)	1	6.5	CEI 62021-1
Facteur de dissipation diélectrique (FDD) ou résistivité	1	6.6	CEI 60247
Teneur en inhibiteur ^c	1	6.7	CEI 60666
Dépôts et sédiments	2	6.8	Annexe C
Tension interfaciale (TIF) ^a	2	6.9	ASTM D971-99a
Particules (nombre de particules)	2	6.10	CEI 60970
Stabilité à l'oxydation ^a	3	6.7.4	CEI 61125
Point éclair ^b	3	6.11	ISO 2719
Compatibilité ^b	3	6.12	CEI 61125
Point éclair ^b	3	6.13	ISO 3016
Densité ^b	3	6.14	ISO 3675
Viscosité ^b	3	6.15	ISO 3104
Polychlorobiphényles (PCB)	3	6.16	CEI 61619
Soufre corrosif ^a	3	6.17	DIN 51353[5] ¹
^a Uniquement dans des circonstances particulières, voir le paragraphe applicable. ^b N'est pas essentielle, mais peut être utilisée pour établir l'identification type. ^c Limitée aux huiles inhibées. ^d Le groupe 1 comprend les essais individuels, le groupe 2 comprend les essais complémentaires, le groupe 3 comprend les essais investigateurs spéciaux.			

6.2 Couleur et aspect

La couleur d'une huile isolante est déterminée en lumière transmise et est exprimée par un nombre obtenu par comparaison avec une série de couleurs normalisées. Il ne s'agit pas d'une propriété critique, mais elle est très utile pour l'évaluation comparative. Un indice de couleur élevé ou évoluant rapidement peut indiquer une dégradation ou une contamination de l'huile.

Outre la couleur, l'aspect d'une huile peut mettre en évidence de la turbidité ou des sédiments, indice d'une présence d'eau libre, de dépôts insolubles, de carbone, de fibres, de poussières ou autres contaminants.

6.3 Tension de claquage

La tension de claquage est importante en tant que mesure de l'aptitude d'une huile à résister aux contraintes électriques.

Une huile sèche et propre est caractérisée par une tension de claquage élevée inhérente. L'eau libre et les particules solides, ces dernières en particulier lorsqu'elles sont associées à des teneurs en eau dissoute élevées, ont tendance à migrer vers des régions à fortes contraintes électriques et à réduire sévèrement la tension de claquage. Par conséquent, la mesure de la tension de claquage sert, en premier lieu, à indiquer la présence d'agents contaminants tels que l'eau ou les particules. Une faible valeur de tension de claquage peut indiquer la présence d'un ou de plusieurs de ces agents. Cependant, une tension de claquage élevée ne constitue pas un indice formel de l'absence d'agents contaminants.

¹ Les références entre crochets se réfèrent à la bibliographie.

Table 1 – Tests for mineral insulating oils

Property	Group ^d	Subclause	Method
Colour and appearance	1	6.2	ISO 2049
Breakdown voltage	1	6.3	IEC 60156
Water content	1	6.4	IEC 60814
Acidity (neutralization value)	1	6.5	IEC 62021-1
Dielectric dissipation factor (DDF) or resistivity	1	6.6	IEC 60247
Inhibitor content ^c	1	6.7	IEC 60666
Sediment and sludge	2	6.8	Annex C
Interfacial tension (IFT) ^a	2	6.9	ASTM D971-99a
Particles (particle count)	2	6.10	IEC 60970
Oxidation stability ^a	3	6.7.4	IEC 61125
Flash-point ^b	3	6.11	ISO 2719
Compatibility ^b	3	6.12	IEC 61125
Pour-point ^b	3	6.13	ISO 3016
Density ^b	3	6.14	ISO 3675
Viscosity ^b	3	6.15	ISO 3104
Polychlorinated biphenyls (PCBs)	3	6.16	IEC 61619
Corrosive sulphur ^a	3	6.17	DIN 51353 [5] ¹
^a Only needed under special circumstances, see applicable subclause. ^b Not essential, but can be used to establish type identification. ^c Restricted to inhibited oils. ^d Group 1 are routine tests, group 2 are complementary tests, group 3 are special investigative tests.			

6.2 Colour and appearance

The colour of an insulating oil is determined in transmitted light and is expressed by a numerical value based on comparison with a series of colour standards. It is not a critical property, but it may be useful for comparative evaluation. A rapidly increasing or a high colour number may be an indication of oil degradation or contamination.

Besides colour, the appearance of oil may show cloudiness or sediments, which may indicate the presence of free water, insoluble sludge, carbon, fibres, dirt, or other contaminants.

6.3 Breakdown voltage

Breakdown voltage is a measure of the ability of oil to withstand electric stress.

Dry and clean oil exhibits an inherently high breakdown voltage. Free water and solid particles, the latter particularly in combination with high levels of dissolved water, tend to migrate to regions of high electric stress and reduce breakdown voltage dramatically. The measurement of breakdown voltage, therefore, serves primarily to indicate the presence of contaminants such as water or particles. A low value of breakdown voltage can indicate that one or more of these are present. However, a high breakdown voltage does not necessarily indicate the absence of all contaminants.

¹ References in square brackets refer to the bibliography.

6.4 Teneur en eau

6.4.1 Généralités

En fonction de la quantité de l'eau, de la température du système d'isolation et de l'état de l'huile, la teneur en eau des huiles isolantes influence:

- la tension de claquage de l'huile;
- l'isolation solide et
- la tendance au vieillissement de l'isolation liquide et solide.

La teneur en eau dans l'isolation liquide et solide a ainsi un impact significatif sur les conditions de fonctionnement réelles et la durée de vie du transformateur.

Il y a deux principales sources d'augmentation de l'eau dans le transformateur d'isolation:

- la pénétration d'humidité à partir de l'atmosphère;
- la dégradation de cellulose et d'huile.

L'eau est transférée dans le matériel électrique immergé dans l'huile par le liquide d'isolation. L'eau est présente dans l'huile sous une forme dissoute et peut également être présente comme hydrate adsorbé par les produits de vieillissement polaires (eau sous douane). Les particules, telles que des fibres de cellulose peuvent adhérer à de l'eau.

6.4.2 Eau dans l'huile

La solubilité de l'eau dans l'huile, donnée en mg/kg, dépend de l'état de l'huile, de la température et du type d'huile. La teneur en eau absolue (W_{abs}) est indépendante de la température, du type et de l'état de l'huile et le résultat est donné en mg/kg. W_{abs} peut être mesuré selon la CEI 60814. La teneur en eau relative (W_{rel}) est définie par le rapport W_{abs} /solubilité de l'eau et le résultat est donné en pourcentage. Il convient de déterminer la solubilité de l'eau à la même température que l'huile a été prise.

La teneur en eau dans l'huile est directement proportionnelle à la concentration en eau relative (saturation relative) jusqu'au niveau de saturation. La dépendance en température de la solubilité de l'eau dans l'huile (W_S) est exprimée par

$$W_S = W_{Oil} e^{(-B/T)} \quad (1)$$

où T est la température d'huile au point d'échantillonnage dont l'unité est le Kelvin. W_{Oil} et B sont des constantes qui sont semblables pour beaucoup d'huiles de transformateur mais peuvent être différentes pour quelques produits, principalement en raison des différences dans le contenu aromatique. Aux températures élevées, une certaine quantité d'eau hydratée peut transférer dans l'eau dissoute.

Comme les huiles deviennent très oxydées avec l'augmentation des quantités de sous-produits de vieillissement polaires, leurs caractéristiques de solubilité en eau, qui dépendent également du type d'huile, augmentent également. La solubilité de l'eau en huiles très âgées peut être beaucoup plus haute que celle en huiles neuves (Figure 1). Il convient de considérer chaque huile séparément et aucune formule de calcul unique n'est disponible.

6.4 Water content

6.4.1 General

Depending on the amount of water, the temperature of the insulating system and the status of the oil, the water content of insulating oils influences:

- the breakdown voltage of the oil;
- the solid insulation and
- the ageing tendency of the liquid and solid insulation.

The water content in the liquid and solid insulation thus has a significant impact on the actual operating conditions and the lifetime of the transformer.

There are two main sources of water increase in transformer insulation:

- ingress of moisture from the atmosphere;
- degradation of cellulose and oil.

Water is transferred in oil filled electrical equipment by the insulating liquid. Water is present in oil in a dissolved form and may also be present as a hydrate adsorbed by polar ageing products (bonded water). Particles, such as cellulose fibres may bond some water.

6.4.2 Water in oil

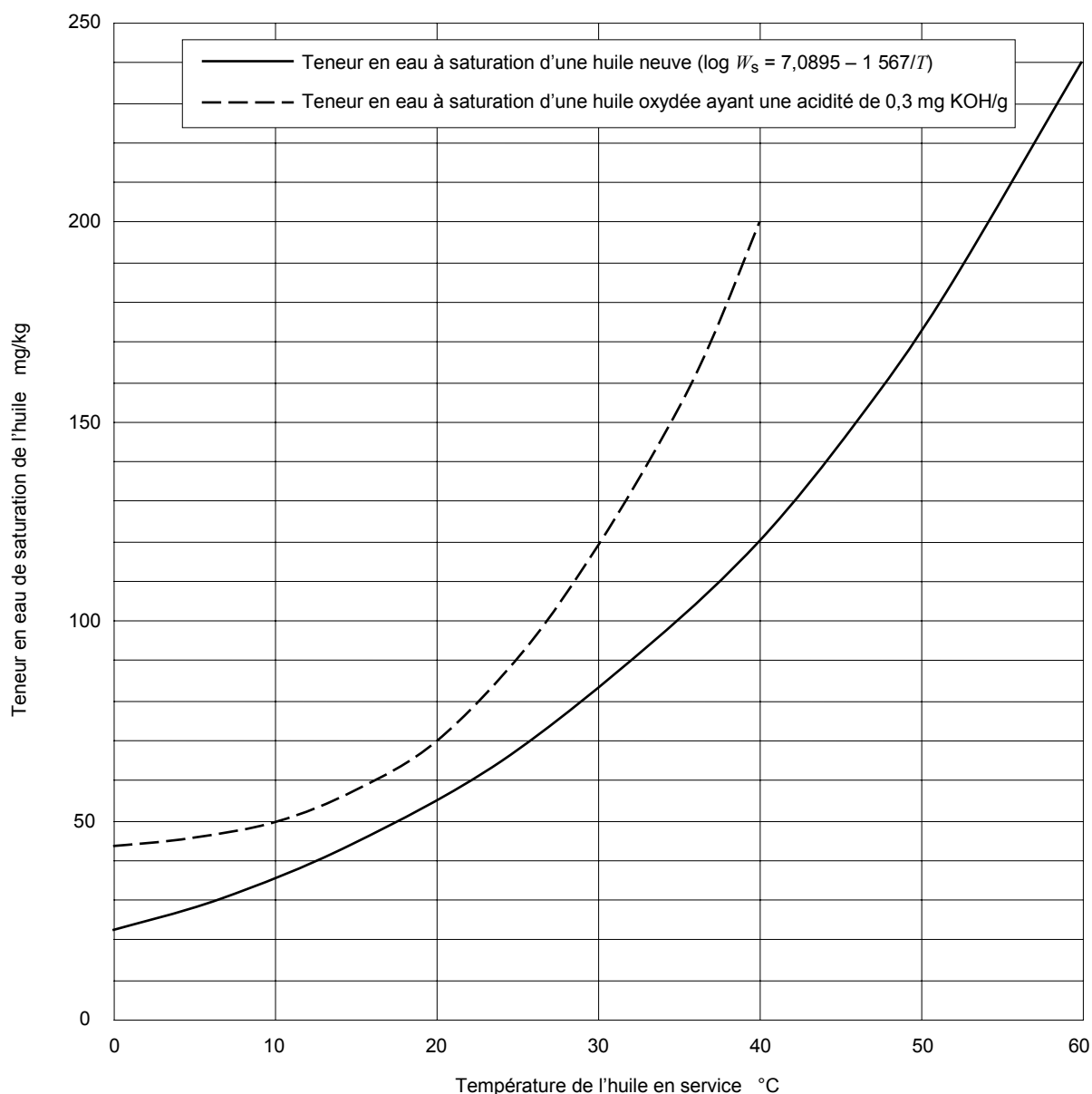
The solubility of water in oil, given in mg/kg, depends on the condition of the oil, the temperature and type of oil. The absolute water content (W_{abs}) is independent of the temperature, type and condition of the oil and the result is given in mg/kg. W_{abs} can be measured according to IEC 60814. The relative water content (W_{rel}) is defined by the ratio W_{abs} /water solubility and the result is given in percent. Water solubility should be determined at the same temperature as the oil has been taken.

The water content in oil is directly proportional to the relative water concentration (relative saturation) up to the saturation level. The temperature dependence of the solubility of water in oil (W_{S}) is expressed by

$$W_{\text{S}} = W_{\text{Oil}} e^{(-B/T)} \quad (1)$$

where T is the temperature of the oil at the point of sampling in Kelvin and W_{Oil} and B are constants that are similar for many transformer oils but may be different for some products, mainly due to differences in aromatic contents. At elevated temperatures, some amount of hydrated water may transfer into dissolved water.

As oils become very oxidized with increasing amounts of polar ageing by-products, their water solubility characteristics, which are also dependent on the type of the oil, also increase. The solubility of water in very aged oils may be much higher than that in unused oils (Figure 1). Each oil should be considered separately and no universal formula is available.



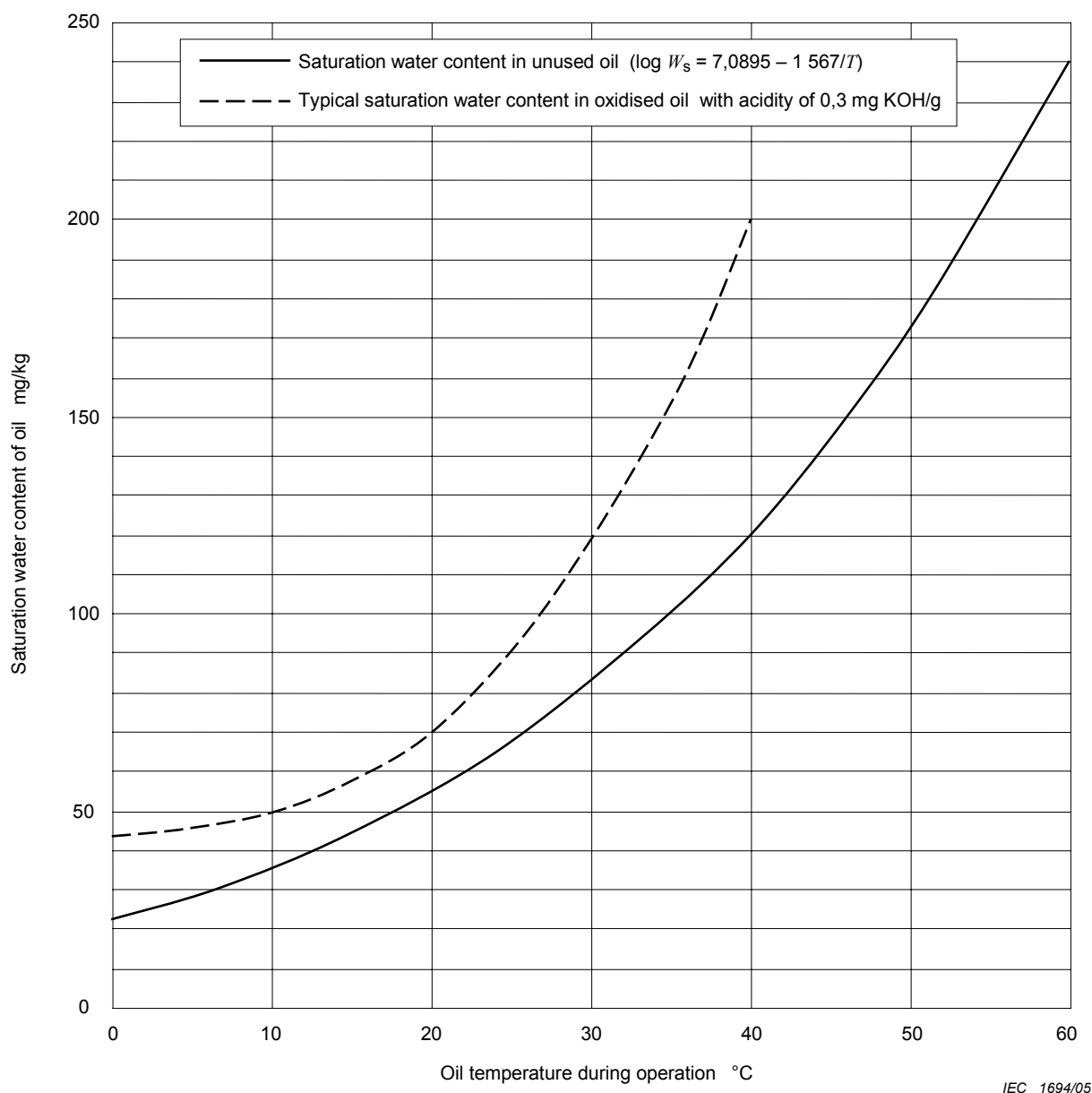
IEC 1694/05

Figure 1 – Exemple de variation de la teneur en eau de saturation, en fonction de la température et de l'acidité de l'huile pour l'huile isolante d'origine, conformément à la CEI 60296

6.4.3 Teneur en eau dans le système huile/papier

Les transformateurs sont séchés pendant le processus de fabrication jusqu'aux mesures ou jusqu'aux pratiques normalisées qui donneraient un taux d'humidité dans l'isolation cellulosique inférieur à 0,5 % à 1,0 % en fonction des exigences de l'acheteur et du constructeur. Après le séchage initial, la teneur en humidité du système d'isolation augmente en fonction des conditions environnementales et/ou des conditions de fonctionnement.

Dans un transformateur, la masse totale de l'eau est distribuée entre le papier et l'huile tels que la majeure partie de l'eau soit dans le papier. De faibles variations de température modifient sensiblement la teneur en eau de l'huile mais très peu celle du papier.



IEC 1694/05

Figure 1 – Example of the variation in saturation water content with oil temperature and acidity for insulating oil originally conforming to IEC 60296

6.4.3 Water content in the oil/paper-system

Transformers are dried during the manufacturing process until measurements or standard practices would yield a moisture content in the cellulosic insulation of less than 0,5 % to 1,0 % depending upon purchaser's and manufacturer's requirements. After the initial drying, the moisture content of the insulation system increases depending on the environmental and/or operating conditions.

In a transformer, the total mass of water is distributed between the paper and the oil such that the bulk of water is in the paper. Small changes in temperature significantly modify the dissolved water content of the oil but only slightly modify the water content of the paper.

Lorsque l'huile dans un transformateur fonctionne à une température constante, relativement élevée pendant une longue période, l'équilibre thermo-dynamique entre l'eau absorbée par la cellulose et l'eau dissoute dans l'huile est étroitement proche. Cet équilibre est fonction de la température de telle sorte qu'aux températures élevées une plus grande quantité d'eau diffuse du papier dans l'huile. Cependant, si la température de l'huile n'est pas suffisante, un tel équilibre n'est pas atteint en raison du taux inférieur de diffusion de l'eau à l'huile à partir de l'isolation cellulosique.

La détermination de la teneur en eau dans le papier d'un transformateur par la mesure de l'eau dans l'huile a été fréquemment décrite, mais les résultats pratiques ne sont souvent pas en conformité avec les prévisions théoriques. Le processus de séchage du papier peut ne pas sortir autant d'eau que calculé.

Tous les calculs et corrélations de la teneur en eau dans l'huile et de la teneur en eau dans le système huile/papier dépendent de l'état d'équilibre entre l'huile isolante et le système huile/papier et vice versa. Beaucoup de facteurs tels que la différence dans la température entre l'huile et le système cellulose/huile influencent l'équilibre. Le calcul de la teneur en eau du papier/carton par la détermination de l'eau dans l'huile a été examiné dans plusieurs études et publications [2, 4, 6].

6.4.4 Interprétation des résultats

6.4.4.1 Généralités

Les outils présentés dans ce paragraphe pour interpréter les résultats sont applicables seulement si les conditions suivantes sont remplies:

- l'équilibre existe entre l'huile et le papier;
- aucune pénétration anormale d'eau (fuites);
- la présence de papier dans l'appareil;
- l'absence d'eau libre.

6.4.4.2 Température d'échantillonnage à 20 °C ou plus

Pour une bonne interprétation du taux d'humidité, le résultat analytique de la teneur en eau de l'huile, à une température d'échantillonnage donnée, doit être corrigé par rapport à celui d'une température définie. Pour des raisons pratiques, la température définie est réglée à 20 °C, étant donné qu'au-dessous de 20 °C le taux de diffusion de l'eau est trop lent pour atteindre l'équilibre dans l'équipement de fonctionnement.

La formule de correction, comme démontré par plusieurs études indépendantes (Figure 2), est:

$$f = 2,24e^{(-0,04t_s)} \quad (2)$$

où f est le facteur de correction et t_s est la température d'échantillonnage d'huile en Celsius.

NOTE 1 Les valeurs corrigées sont valables seulement pour comparer les résultats obtenus aux différentes températures d'huile. Les valeurs réelles de l'eau dans l'huile aux points d'échantillonnage sont les valeurs mesurées, et non celles corrigées.

NOTE 2 Cette formule n'est pas applicable aux températures inférieures à 20 °C.

When oil in a transformer is working at a constant, relatively elevated temperature for a long period, thermodynamic equilibrium between water absorbed by cellulose and water dissolved in oil is closely approached. This equilibrium is temperature-dependent so that at elevated temperatures more water diffuses from the paper into the oil. However, if the oil temperature is not high enough, such an equilibrium is not reached because of the lower rate of diffusion of water to the oil from the cellulose insulation.

The determination of the water content in the paper of a transformer by the measurement of the water in oil has been frequently described, but practical results are often not in line with the theoretical predictions. The drying process of the paper may not take out as much water as calculated.

All calculations and correlations of the water content in oil and the water content in the oil/paper-system depend on the equilibrium state between the insulating oil and the oil/paper-system and vice versa. Many factors such as the difference in the temperature between oil and the cellulose/oil-system influence the equilibrium. The calculation of the water content of the paper/pressboard by determination of water in the oil has been examined in several studies and publications [2, 4, 6].

6.4.4 Interpretation of results

6.4.4.1 General

The tools presented in this subclause for interpreting the results are applicable only if the following conditions are fulfilled:

- equilibrium exists between oil and paper;
- no abnormal ingress of water (leaks);
- presence of paper in the equipment;
- absence of free water.

6.4.4.2 Sampling temperature at or above 20 °C

For the proper interpretation of moisture content, the analytical result of water content of the oil at a given sampling temperature needs to be corrected to that at a defined temperature. For practical reasons, the defined temperature is set at 20 °C, since below 20 °C the rate of diffusion of water is too slow to achieve equilibrium in operational equipment

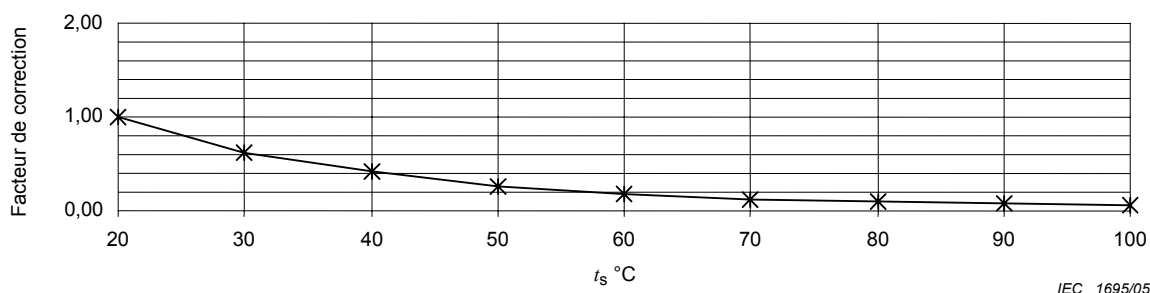
The correction formula, as demonstrated by several independent studies (Figure 2), is:

$$f = 2,24e^{(-0,04t_s)} \quad (2)$$

where f is the correction factor and t_s is the oil sampling temperature in Celsius.

NOTE 1 Corrected values are valid only for comparing results obtained at different oil temperatures. Actual values of water in oil at sampling points are the measured values, not the corrected ones.

NOTE 2 This formula is not applicable to temperatures below 20 °C.



IEC 1695/05

Figure 2 – Facteurs de correction typique

EXEMPLE

Teneur en eau mesurée	10 mg/kg
Température d'échantillonnage	40 °C
Facteur de correction (de la formule 2)	0,45
Teneur en eau dissoute corrigée (10 × 0,45)	4,5 mg/kg

6.5 Acidité

L'acidité d'une huile (indice de neutralisation) est une mesure des constituants ou des agents contaminants acides dans l'huile.

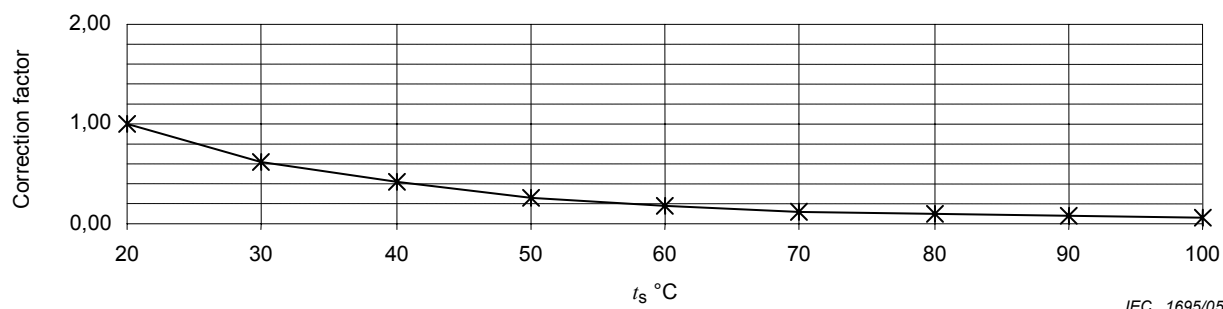
L'acidité d'une huile usagée est due à la formation des produits d'oxydation acides. Les acides et autres produits d'oxydation, conjointement avec l'eau et les contaminants solides, affectent le diélectrique et les autres propriétés de l'huile. Les acides ont un impact sur la dégradation des matériaux celluloseux et peuvent également être responsables de la corrosion des parties métalliques d'un transformateur.

Le taux d'augmentation de l'acidité d'huile en service est un bon indicateur du taux de vieillissement. Le niveau d'acidité est utilisé comme un guide général pour déterminer à quel moment il convient de remplacer ou de régénérer l'huile.

6.6 Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité

Ces caractéristiques sont très sensibles à la présence dans l'huile de substances polaires solubles, de produits de vieillissement ou de substances colloïdales. Leurs variations peuvent être détectées même pour de faibles contaminations que les méthodes chimiques ne peuvent détecter.

Les limites acceptables pour ces caractéristiques dépendent largement du type de matériel. Cependant, des valeurs élevées du facteur de dissipation diélectrique, ou des valeurs de résistivité faibles, peuvent affecter diélectriquement le facteur de puissance et/ou la résistance d'isolement des matériels électriques.



IEC 1695/05

Figure 2 – Typical correction factors

EXAMPLE

Measured water content	10 mg/kg
Sampling temperature	40 °C
Correction factor (from formula 2)	0,45
Corrected dissolved water content ($10 \times 0,45$)	4,5 mg/kg

6.5 Acidity

The acidity (neutralization value) of oil is a measure of the acidic constituents or contaminants in the oil.

The acidity of a used oil is due to the formation of acidic oxidation products. Acids and other oxidation products will, in conjunction with water and solid contaminants, affect the dielectric and other properties of the oil. Acids have an impact on the degradation of cellulosic materials and may also be responsible for the corrosion of metal parts in a transformer.

The rate of increase of acidity of oil in service is a good indicator of the ageing rate. The acidity level is used as a general guide for determining when the oil should be replaced or reclaimed.

6.6 Dielectric Dissipation Factor (DDF) and resistivity

These parameters are very sensitive to the presence of soluble polar contaminants, ageing products or colloids in the oil. Changes in the levels of the contaminants can be monitored by measurement of these parameters even when contamination is so slight as to be near the limit of chemical detection.

Acceptable limits for these parameters depend largely upon the type of equipment. However, high values of dielectric dissipation factor, or low values of resistivity, may deleteriously affect the power factor and/or the insulation resistance of the electrical equipment.

Généralement, il existe une relation entre le FDD et la résistivité, la résistivité diminue alors que le FDD augmente. Il n'est normalement pas exigé d'effectuer les deux essais avec la même huile et généralement le FDD se trouve être l'essai le plus commun. La résistivité et le FDD sont liés à la température et la Figure 3 illustre les modifications typiques de la résistivité en fonction de la température pour les huiles isolantes qui sont virtuellement exemptes de contamination solide et d'eau.

Des informations supplémentaires utiles peuvent être obtenues en mesurant la résistivité ou le FDD à température ambiante et à une température plus élevée, telle que 90 °C.

Dans le cas des transformateurs de mesure à haute tension et à très haute tension, une attention particulière doit être portée au facteur de dissipation diélectrique (FDD) car on a signalé qu'une valeur plus élevée de FDD peut mener à l'emballement thermique menant à la défaillance d'un transformateur.

Les huiles classées comme 'bon' (voir 10.4) auront des caractéristiques semblables aux courbes A et B de la Figure 3 et auront comme conséquence des résultats d'essai satisfaisants obtenus aux températures élevées et basses.

Les huiles classées comme 'mauvais' (voir 10.4) auront des caractéristiques semblables à la courbe C et auront comme conséquence des résultats d'essai satisfaisants à 90 °C couplés avec une valeur non satisfaisante à basse température. C'est un indice de présence d'eau ou de produits de dégradation/détérioration précipitables à froid sans aucune quantité significative de dégradation chimique ou de contamination générale. Des résultats insuffisants obtenus aux deux températures indiquent une contamination plus importante et qu'un retraitement ne permettra pas de remettre en état l'huile à un niveau acceptable.

La mesure de la résistivité est également considérée comme étant une valeur pour contrôler les huiles en service, comme elle s'est avérée être raisonnablement proportionnelle aux acides d'oxydation et être affectée par les contaminants indésirables tels que les sels métalliques et l'eau. D'autres composés présents dans les huiles usagées, qui peuvent affecter la résistivité, contiennent des aldéhydes, des cétones et des alcools. Une augmentation de la température réduit la résistivité, comme c'est le cas pour l'eau lorsqu'elle est précipitée à basse température du fait que le point de saturation a été atteint.

NOTE Il a été observé dans des transformateurs de mesure que certains types d'huile peuvent connaître une énorme augmentation du facteur de dissipation diélectrique (FDD) après une très courte période d'oxydation, conduisant à la défaillance de l'équipement. Il est donc recommandé de mesurer le facteur de dissipation diélectrique (FDD) de l'huile neuve après la soumission de ce dernier à une courte période d'oxydation selon la méthode C de la CEI 61125 pour vérifier que l'huile satisfait à cette application.

There is generally a relationship between DDF and resistivity, with resistivity decreasing as DDF increases. It is normally not necessary to conduct both tests on the same oil and generally DDF is found to be the more common test. Resistivity and DDF are temperature dependent and Figure 3 illustrates typical changes of resistivity with temperature for insulating oils that are virtually free from solid contamination and water.

Useful additional information can be obtained by measuring resistivity or DDF at both ambient temperature and a higher temperature such as 90 °C.

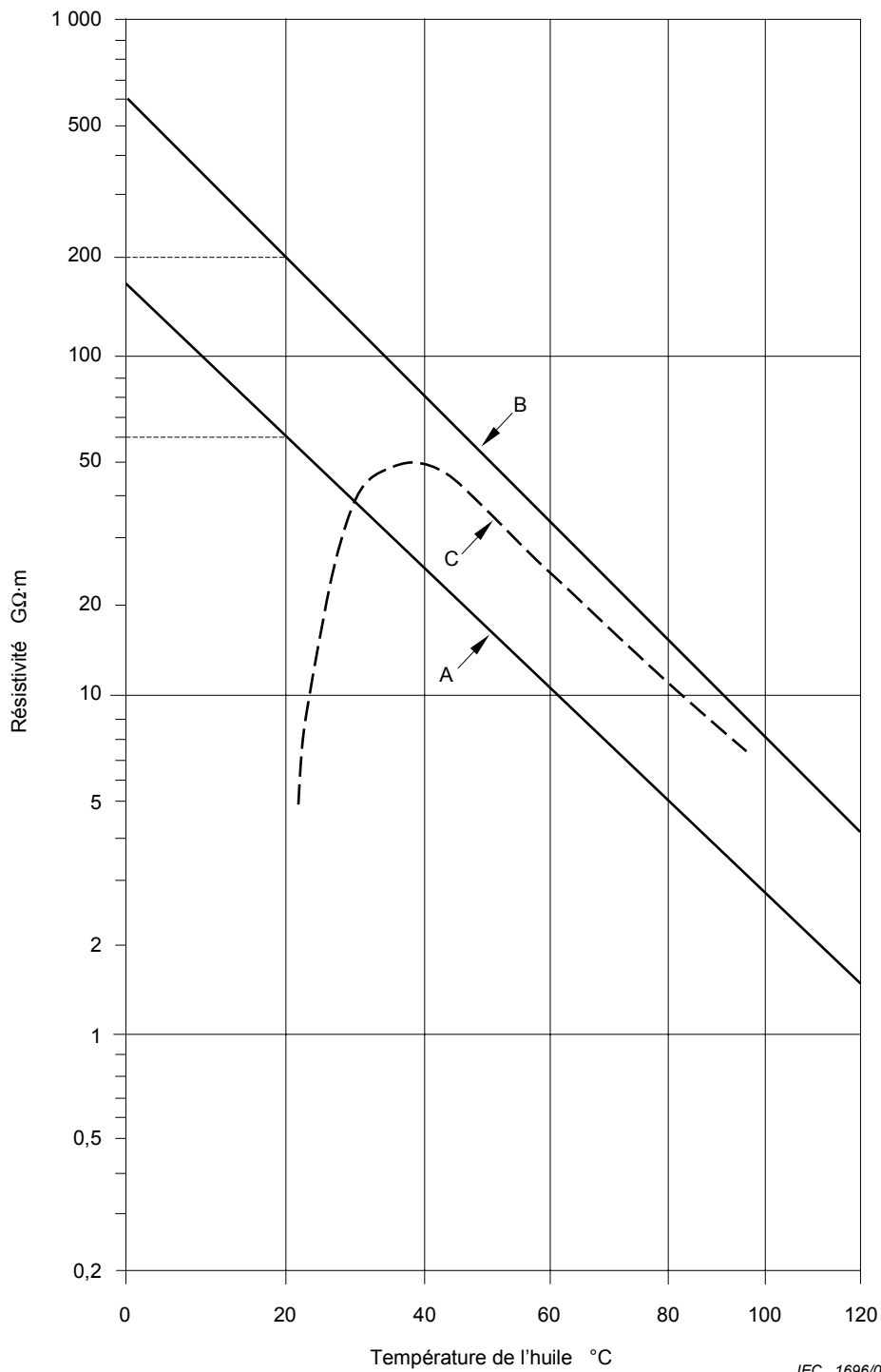
In the case of VHV and UHV instrument transformers, special attention shall be paid to DDF as it has been reported that a higher value of DDF may lead to thermal runaway leading to transformer failure.

Oils classified as 'good' (see 10.4) will have characteristics similar to curves A and B in Figure 3 and will result in satisfactory test results being obtained at both the higher and lower temperatures.

Oils classified as 'poor' (see 10.4) will have characteristics similar to curve C and will result in a satisfactory test result at 90 °C coupled with an unsatisfactory value at the lower temperature. This is an indication of the presence of water or degradation/deterioration products precipitable in the cold without any significant amount of chemical degradation or general contamination. Unsatisfactory results at both temperatures indicate a greater extent of contamination and that it may not be possible to restore the oil to a satisfactory condition by reconditioning.

The measurement of resistivity is also considered to be of value for monitoring oils in service, as it has been shown to be reasonably proportional to oxidation acids and to be affected by undesirable contaminants such as metal salts and water. Other compounds present in used oils, which can affect resistivity, include aldehydes, ketones and alcohols. An increase in temperature reduces the resistivity, as also does water when precipitated at low temperature due to the saturation point being reached.

NOTE It has been observed in instrument transformers that some types of oil may experience a huge increase in DDF after a very short oxidation time, leading to failure of the equipment. It is therefore recommended to measure the DDF of the unused oil after subjecting it to a short oxidation period according to IEC 61125 method C to verify that the oil is suitable for this application.



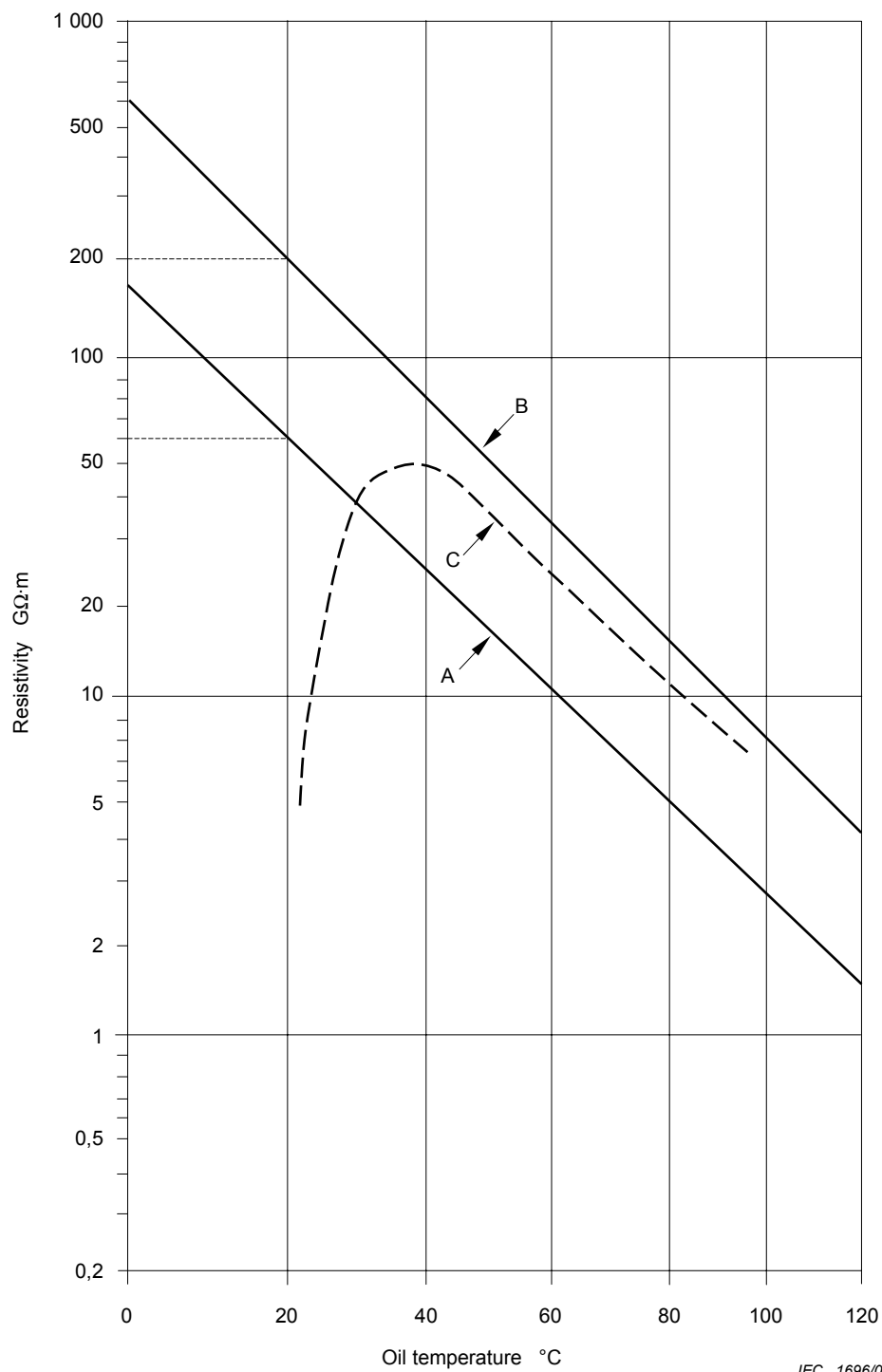
Ligne A: Huile sèche ayant une résistivité de 60 GΩ·m à 20 °C

Ligne B: Huile sèche ayant une résistivité de 200 GΩ·m à 20 °C

Ligne C: Huile humide qui est saturée 100 % à 35 °C

NOTE Dans les transformateurs en service, il est peu probable que le comportement de la ligne C se produise dans les enroulements, mais plutôt le long des parois de réservoir ou d'autres surfaces très froides.

Figure 3 – Exemple de variation de la résistivité en fonction de la température pour les huiles isolantes



Line A: Dry oil having a resistivity of 60 GΩ·m at 20 °C

Line B: Dry oil having a resistivity of 200 GΩ·m at 20 °C

Line C: Wet oil that is 100 % saturated at 35 °C

NOTE In transformers in service, the behaviour of line C is unlikely to occur in the windings, but rather along tank walls or other very cold surfaces.

Figure 3 – Example of variation of resistivity with temperature for insulating oils

6.7 Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation

6.7.1 Stabilité à l'oxydation

La stabilité à l'oxydation correspond à l'aptitude de l'huile isolante minérale électrique à résister à l'oxydation sous des contraintes thermiques et en présence d'oxygène et d'un catalyseur de cuivre. Elle fournit des informations générales au sujet de l'espérance de vie de l'huile dans des conditions de fonctionnement dans le matériel électrique. La propriété est définie comme résistance à la formation de composés d'acide, de dépôts et des composés influençant le facteur de dissipation diélectrique (FDD) dans les conditions données. Pour les huiles conformes à la CEI 60296, ces conditions sont détaillées dans la méthode C de la CEI 61125 et les limites d'une performance acceptable dans la CEI 60296.

La propriété dépend principalement du processus de raffinage et de la manière dont elle est appliquée sur une matière de base donnée. Les huiles minérales raffinées contiennent, à un degré variable, des mélanges naturels agissant comme des inhibiteurs d'oxydation. Ceux-ci sont connus comme inhibiteurs naturels. Les huiles contenant uniquement des inhibiteurs habituels sont désignées comme huiles non inhibées.

Des inhibiteurs d'oxydation synthétiques peuvent être ajoutés pour augmenter la stabilité d'oxydation. Dans les huiles de transformateur, le type phénolique est principalement utilisé et les mélanges communs et généralement admis sont du 2,6-di-tert-butyl-paracrésol (DBPC) et du 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). L'efficacité des inhibiteurs supplémentaires changera suivant la composition chimique de l'huile de base.

6.7.2 Surveillance des huiles non inhibées

L'oxydation des huiles non inhibées est normalement contrôlée par la formation de composé acide et d'huile soluble et de dépôts insolubles. L'augmentation du facteur de dissipation diélectrique (FDD) et la réduction de la tension interfaciale TIF sont également des signes d'oxydation des huiles isolantes (6.5, 6.6 et 6.9).

6.7.3 Surveillance des huiles inhibées

Les huiles inhibées ont un modèle d'oxydation différent de celui des huiles non inhibées. Au début de la durée de vie, l'inhibiteur synthétique se consomme avec une faible formation des produits d'oxydation. Cela est désigné comme la période d'induction. Après que l'inhibiteur soit consommé, le taux d'oxydation est déterminé principalement par la stabilité d'oxydation de l'huile de base.

La manière commune et facile pour contrôler la consommation d'inhibiteur est de mesurer la concentration en inhibiteur selon la CEI 60666.

Il convient de contrôler la teneur en inhibiteur à intervalles réguliers dont la fréquence dépendra de la température de fonctionnement et des niveaux de charge. Lorsque la concentration des inhibiteurs est réduite, il y a trois options, c'est-à-dire:

- a) re-inhibition de l'huile à la valeur initiale de la concentration en inhibiteur, si d'autres paramètres montrent un degré de vieillissement faible;
- b) si l'huile est en mauvais état, corriger et empêcher la concentration initiale;
- c) continuer à utiliser l'huile mais aux faibles concentrations en inhibiteur, typiquement 0,05 %, augmenter la fréquence de prélèvement.

6.7 Inhibitor content and oxidation stability

6.7.1 Oxidation stability

The ability of mineral electrical insulating oil to withstand oxidation under thermal stress and in the presence of oxygen and a copper catalyst is called oxidation stability. It gives general information about the life expectancy of the oil under service conditions in electrical equipment. The property is defined as resistance to formation of acidic compounds, sludge and compounds influencing the Dielectric Dissipation Factor (DDF) under given conditions. For oils complying with IEC 60296, these conditions are detailed in IEC 61125 method C and the limits of acceptable performance in IEC 60296.

The property depends mainly on the refining process and how it is applied to a given feedstock. Refined mineral oils contain, to a varying degree, natural compounds acting as oxidation inhibitors. These are known as natural inhibitors. Oils containing only natural inhibitors are designated as uninhibited oils.

Synthetic oxidation inhibitors can be added to enhance the oxidation stability. In transformer oils, mainly the phenolic type is used and the common and generally accepted compounds are 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) and 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). The efficacy of added inhibitors will vary with the chemical composition of the base oil.

6.7.2 Monitoring of uninhibited oils

Oxidation of uninhibited oils is normally monitored by the formation of acidic compounds and oil soluble and insoluble sludge. An increase in DDF and reduction in IFT are also signs of oxidation of insulating oils (see 6.5, 6.6 and 6.9).

6.7.3 Monitoring of inhibited oils

Inhibited oils have a different oxidation pattern compared to uninhibited oils. At the beginning of service life, the synthetic inhibitor is consumed with little formation of oxidation products. This is referred to as the induction period. After the inhibitor is consumed, the oxidation rate is determined mainly by the base oil oxidation stability.

The common and easy way to monitor the inhibitor consumption is to measure the inhibitor concentration according to IEC 60666.

The inhibitor content should be monitored at regular intervals the frequency of which will depend upon operational temperature and load levels. When the concentration of inhibitor is reduced, there are three options, namely:

- a) re-inhibition of the oil to the original value of inhibitor concentration, if other parameters show a low degree of ageing;
- b) if the oil is in poorer condition, reclaim and inhibit to original concentration;
- c) continue to use the oil but at low inhibitor concentrations, typically 0,05 %, increase the frequency of sampling.

6.7.4 Essais de stabilité d'oxydation

Pour déterminer «la durée de vie restante», les essais de stabilité à l'oxydation indiqués dans la CEI 61125, méthode C peuvent être utilisés. Comme ces essais sont conçus pour les huiles neuves, l'interprétation des résultats d'essai peut être difficile. Bien que non largement utilisée, la méthode B de la CEI 61125 peut être bénéfique en déterminant la période d'induction restante pour les huiles inhibées.

6.8 Dépôts et sédiments

Le présent essai fait la distinction entre les sédiments et les dépôts.

Le sédiment est un matériau insoluble présent dans l'huile.

Le sédiment comprend:

- l'oxydation insoluble ou des produits de dégradation des matériaux isolants solides ou liquides;
- des produits solides provenant des conditions de service de l'appareil; carbone, métal, oxydes métalliques;
- des fibres et autres matières étrangères, d'origines diverses.

Le dépôt est un produit de dégradation polymérisé de matériau isolant solide et liquide. Le dépôt est soluble en huile jusqu'à une certaine limite, en fonction des caractéristiques de solubilité en huile et de la température. Pour des niveaux de dépôts supérieurs à cette limite, le dépôt est entraîné, contribuant ainsi comme un composant supplémentaire au sédiment.

La présence de sédiments et/ou de dépôts peut diminuer les propriétés électriques de l'huile et, en outre, les dépôts peuvent limiter les échanges thermiques, donc favoriser une dégradation accrue de l'isolation.

Il convient de mesurer les dépôts et les sédiments en conformité avec la méthode décrite à l'Annexe C.

6.9 Tension interfaciale (TIF)

La tension interfaciale entre l'huile et l'eau permet de détecter les agents contaminants polaires solubles et les produits de dégradation. Cette caractéristique évolue assez rapidement au cours des premiers stades du vieillissement, puis l'évolution se stabilise, alors que la dégradation est encore modérée. Une diminution rapide de la TIF peut également être une indication des problèmes de compatibilité entre l'huile et quelques matériaux de transformateur (vernis, joints d'étanchéité), ou d'une contamination accidentelle en remplissant l'huile. Cependant, il convient d'examiner les huiles avec des valeurs de tension interfaciale à valeur limite ou à proximité de la valeur limite donnée au Tableau 5.

Avec les transformateurs surchargés, la détérioration des matériaux est rapide et la tension interfaciale est un outil pour la détection de détérioration.

6.10 Nombre de particules

La présence de particules dans l'huile isolante dans les matériels électriques peut avoir un nombre de sources possibles. Le matériel lui-même peut contenir des particules issues de la fabrication et l'huile peut contenir des particules issues du stockage et de la manipulation s'il n'est pas correctement filtré. L'usure et le vieillissement de l'huile et des matériaux solides peuvent produire des particules pendant la durée de vie du matériel. La surchauffe localisée supérieure à 500 °C peut former des particules de carbone. Les particules de carbone produites dans le commutateur de prises en charge peuvent migrer par fuite à l'intérieur de la majorité des compartiments contenant l'huile pour contaminer les parties immergées dans l'huile du transformateur. L'usure des paliers de pompes est une source typique de particules métalliques.

6.7.4 Oxidation stability tests

To determine "remaining lifetime" the oxidation stability tests specified in IEC 61125, method C may be used. As these tests are designed for unused oils, interpretation of test results may be difficult. Although not widely used, IEC 61125, method B can be beneficial in determining the remaining induction period for inhibited oils.

6.8 Sediment and sludge

This test distinguishes between sediment and sludge.

Sediment is insoluble material present in the oil.

Sediment includes:

- insoluble oxidation or degradation products of solid or liquid insulating materials;
- solid products arising from the conditions of service of the equipment; carbon, metal, metallic oxides;
- fibres, and other foreign matter, of diverse origins.

Sludge is a polymerized degradation product of solid and liquid insulating material. Sludge is soluble in oil up to a certain limit, depending on the oil solubility characteristics and temperature. At sludge levels above this, the sludge is precipitated, contributing as an additional component to the sediment.

The presence of sediment and/or sludge may change the electrical properties of the oil, and in addition, deposits may hinder heat-exchange, thus encouraging thermal degradation of the insulating materials.

Sediment and sludge should be measured according to the method described in Annex C.

6.9 Interfacial tension (IFT)

The interfacial tension between oil and water provides a means of detecting soluble polar contaminants and products of degradation. This characteristic changes fairly rapidly during the initial stages of ageing but levels off when deterioration is still moderate. A rapid decrease of IFT may also be an indication of compatibility problems between the oil and some transformer materials (varnishes, gaskets), or of an accidental contamination when filling with oil. However, oils with interfacial tension values at or near the lower limit value given in Table 5 should be further investigated.

With overloaded transformers, the deterioration of materials is rapid and IFT is a tool for detection of deterioration.

6.10 Particle count

The presence of particles in insulating oil in electrical equipment may have a number of possible sources. The equipment itself may contain particles from manufacturing and the oil may contain particles from storage and handling if not properly filtered. Wear and the ageing of oil and solid materials may produce particles during the service life of equipment. Localized overheating over 500 °C may form carbon particles. The carbon particles produced in the on-load tap-changer diverter switch may migrate by leakage into the bulk oil compartment to contaminate the oil-immersed parts of the transformer. A typical source of metallic particles is wear of bearings of the pumps.

L'effet des particules suspendues sur la tension de tenue d'huile isolante dépend du type de particules (métalliques, de fibres, de dépôts, etc.) et de leur teneur en eau.

Historiquement, quelques défaillances sur des transformateurs haute tension ont été associées à la contamination de particule. Les essais de tension de claquage diélectriques traditionnels ne sont pas suffisants pour identifier le problème et des méthodes de comptage de particules ont été conseillées comme outil de surveillance [3, 4] (Tableau B.1).

6.11 Point d'éclair

Le claquage de l'huile provoqué par des décharges partielles ou l'exposition prolongée de l'huile à de hautes températures, peut produire des quantités suffisantes d'hydrocarbures de faible masse moléculaire pouvant abaisser le point d'éclair de l'huile.

Un point d'éclair bas peut être un indice de la présence de substances volatiles combustibles dans l'huile. Cela peut résulter de la contamination par un solvant mais, dans certains cas, la cause a été observée pour être des décharges d'étincelles extensives.

6.12 Compatibilité des huiles isolantes

L'huile conforme à la CEI 60296 et de même classe doit être utilisée pour le complément et/ou le remplissage.

Les huiles neuves conformes à la CEI 60296 et ne contenant pas d'additif, ou contenant les mêmes additifs sont considérées comme mutuellement compatibles et peuvent être mélangées en toutes proportions.

L'expérience industrielle montre que, normalement, il n'y a pas de problèmes lorsque de l'huile neuve est ajoutée en faible proportion, soit moins de 5 %, à des huiles usagées classées comme 'bon' (voir 10.4), tandis que des ajouts plus importants, à des huiles fortement vieilles, peuvent provoquer la précipitation de dépôts.

Un essai de compatibilité peut être nécessaire pour déterminer la faisabilité des mélanges d'huiles neuves d'origines diverses, avec l'huile de service. Pour le mélange des huiles usagées, une étude de compatibilité est fortement recommandée. En cas de doute concernant la compatibilité, il est recommandé de se référer au fournisseur de l'huile.

Dans l'étude de compatibilité, comme décrite ci-dessous, il est recommandé que les caractéristiques du mélange ne soient pas moins favorables que la plus mauvaise huile individuelle.

Il est recommandé de mélanger les huiles dans les mêmes proportions comme dans l'application, ou si ce n'est pas connue dans un rapport 50/50.

Les analyses minimales considérées comme nécessaires pour les huiles pures et les mélanges sont:

- le facteur de dissipation diélectrique,
- l'acidité,
- le point d'écoulement,
- la stabilité d'oxydation selon la CEI 61125, Méthode C, y compris l'acidité, le dépôt et le FDD (facteur de dissipation diélectrique) après vieillissement. Il est recommandé que la durée d'essai soit conforme au type d'huile comme indiqué dans la CEI 60296.

The effect of suspended particles on the dielectric strength of insulating oil depends on the type of particles (metallic, fibres, sludge, etc.) and on their water content.

Historically, some failures on HV transformers have been associated with particle contamination. Traditional dielectric breakdown voltage tests are not sufficient to identify the problem and particle counting methods have been advised as monitoring tools [3, 4] (Table B.1).

6.11 Flash-point

Breakdown of the oil caused by electrical discharges or prolonged exposure to very high temperatures may produce sufficient quantities of low molecular weight hydrocarbons to cause a lowering of the flash-point of the oil.

A low flash-point may be an indication of the presence of volatile combustible products in the oil. This may result from contamination by a solvent but, in some cases, the cause has been observed to be extensive sparking discharges.

6.12 Compatibility of insulating oils

Oil complying with IEC 60296 and of the same type shall be used for topping up and/or refilling.

Unused oils conforming to IEC 60296 and containing the same or no additives are considered to be compatible with each other and can be mixed in any proportion.

Field experience indicates that problems are not normally encountered when unused oil is added in small percentage, e.g. less than 5 %, to used oils classified as 'good' (see 10.4), though larger additions to heavily aged oil may cause sludge to precipitate.

A compatibility test may be needed to determine the feasibility of mixing unused oils of different origin, with oil in service. For mixing used oils, a compatibility study is strongly recommended. Reference to the oil supplier is recommended if any doubts concerning compatibility arise.

In the compatibility study, as described below, the characteristics of the mixture should not be less favourable than the worst individual oil.

Oils should be mixed in the same proportions as in the application, or if not known in a 50/50 ratio.

The minimum analyses considered necessary for the pure oils and the mixture are

- dielectric dissipation factor,
- acidity,
- pour point,
- oxidation stability according to IEC 61125, Method C, including acidity, sludge and DDF after ageing. Test time should be according to the oil type as stated in IEC 60296.

L'expérience est très limitée en ce qui concerne l'utilisation d'huiles contenant des additifs abaissant le point d'écoulement, en tant que fluide d'appoint, pour des huiles à bas point d'écoulement naturel. Toutefois, des études approfondies de laboratoire suggèrent qu'aucune détérioration significative du comportement à basse température n'est probable.

Les essais de compatibilité sont particulièrement nécessaires dans le cas des huiles contenant des additifs. En cas de doute concernant la compatibilité, il est recommandé de se référer au fournisseur de l'huile ou au constructeur.

6.13 Point d'écoulement

Le point d'écoulement est une mesure de la fluidité de l'huile à basse température. Il n'y a pas de preuves certaines qui puissent suggérer que cette propriété soit affectée par la dégradation de l'huile. Des variations du point d'écoulement peuvent normalement indiquer que des ajouts ont été effectués avec une huile de qualité différente.

6.14 Masse volumique

La densité peut être utile pour identifier le type d'huile. Dans les climats froids, la densité (masse volumique) peut être importante pour la détermination du bon fonctionnement de l'huile. Par exemple, des cristaux de glace formés à partir d'eau non dissoute peuvent flotter à la surface de l'huile de masse volumique élevée et être à l'origine de décharges lors de la fusion. Cependant, la densité n'est pas un facteur essentiel pour définir la qualité d'une huile. Il n'existe pas de preuve que la densité soit affectée par la dégradation normale de l'huile.

6.15 Viscosité

La viscosité est un facteur important permettant de contrôler l'évacuation de la chaleur. Le vieillissement et l'oxydation de l'huile ont tendance à accroître la viscosité. La viscosité est également affectée par la température. Le vieillissement et l'oxydation normaux de l'huile n'affecteront pas de manière significative la viscosité. C'est uniquement dans des conditions extrêmes des effets de couronne ou d'oxydation que cela peut se produire.

6.16 Polychlorobiphényles (PCBs)

Les polychlorobiphényles (PCBs) sont une famille d'hydrocarbures aromatiques chlorés de synthèse, qui ont de bonnes propriétés thermiques et électriques. Ces propriétés combinées avec une excellente stabilité chimique les ont rendus utiles dans de nombreuses applications commerciales. Cependant, leur stabilité chimique et leur résistance à la biodégradation a été une source de préoccupations en termes de pollution environnementale. Cette préoccupation croissante sur les impacts du PCB sur l'environnement a progressivement limité leur utilisation depuis le début des années 1970 et leur utilisation dans les nouvelles usines et équipement a été interdite par accord international en 1986. Malheureusement, l'utilisation d'installations de traitement communes a mené à la contamination étendue d'huile isolante minérale.

Il convient de mesurer la teneur en PCB de l'huile dans les nouveaux appareils pour confirmer que l'huile est libre de polychlorobiphényle. Ensuite, lorsqu'il y a un risque de contamination potentiel (traitement d'huile, réparations de transformateur, etc.) il convient d'analyser l'huile et si la teneur en PCB s'avère dépasser les limites définies, il convient de prendre la mesure appropriée (voir 12.4).

NOTE Les limites seront comme définies par les réglementations locales.

6.17 Soufre corrosif

Le soufre est présent dans l'huile raffinée en tant que molécules sulfurées. La quantité dépend des processus de raffinage de l'huile, du degré de raffinage et du type d'huile brute.

Experience is very limited regarding the use of oil containing pour-point depressants to top-up naturally low pour-point oils. However, laboratory investigations suggest that no significant deterioration of low temperature behaviour is likely to occur.

Compatibility tests are particularly necessary in the case of oils containing additives. Again, reference to the oil supplier or to the equipment manufacturer is recommended.

6.13 Pour-point

Pour-point is a measure of the ability of the oil to flow at low temperature. There is no evidence to suggest that this property is affected by normal oil deterioration. Changes in pour-point can normally be interpreted as the result of topping-up with a different type of oil.

6.14 Density

Density may be useful for type identification. In cold climates, the density of oil may be important in determining its suitability for use. For example, ice crystals formed from separated water may float on oil of high density and lead to flashover on subsequent melting. However, density is not significant in comparing the quality of different samples of oil. There is no evidence that density is affected by normal oil deterioration.

6.15 Viscosity

Viscosity is an important controlling factor in the dissipation of heat. Ageing and oxidation of the oil tend to increase viscosity. Viscosity is also affected by temperature. Normal ageing and oxidation of the oil will not significantly affect its viscosity. Only under extreme conditions of corona discharges or oxidation may this occur.

6.16 Polychlorinated biphenyls (PCBs)

Polychlorinated biphenyls (PCBs) are a family of synthetic chlorinated aromatic hydrocarbons, which have good thermal and electrical properties. These properties combined with excellent chemical stability made them useful in numerous commercial applications. However, their chemical stability and resistance to biodegradation has given cause for concern in terms of environmental pollution. This increasing concern over the environmental impact of PCBs has progressively restricted their use since the early 1970s and their use in new plants and equipment was banned by international agreement in 1986. Unfortunately, the use of common handling facilities has led to widespread contamination of mineral insulating oil.

The PCB content of oil in new equipment should be measured to confirm that the oil is PCB free. Thereafter, whenever there is a risk of potential contamination (oil treatment, transformer repairs, etc.) the oil should be analysed and if PCB content is found to exceed defined limits, appropriate action should be taken (see 12.4).

NOTE Limits will be as defined by local regulations.

6.17 Corrosive sulphur

Sulphur is present in refined oil as sulphur-containing molecules. The amount depends on oil refining processes, degree of refining and crude oil type.

En raison d'un mauvais raffinage ou de contamination, des mélanges réactifs donnant lieu à de la corrosion aux températures de fonctionnement normales peuvent être présents. Les mélanges réactifs sont détectés par des essais normalisés comme l'ISO 5662 [14] ou la DIN 51353 [5], qui sont inclus dans toutes les principales spécifications d'huile.

À températures élevées, >300 °C, les molécules d'huile contenant du soufre peuvent se décomposer et réagir avec des surfaces métalliques pour former des sulfures de métal. De telles réactions peuvent avoir lieu dans le matériel de commutation et influenceront la conductivité des contacts.

7 Echantillonnage d'huile provenant d'équipement

Il est essentiel que tous les efforts soient faits pour s'assurer que les échantillons sont représentatifs de l'huile isolante présente dans l'appareil. L'expérience montre que l'huile est parfois rejetée à tort par manque de soins lors du prélèvement. Une mauvaise procédure d'échantillonnage ou d'utilisation de récipients d'échantillonnage pollués entraîneront des conclusions erronées sur la qualité, et induira une perte de temps, de travail et des dépenses pour obtenir, transporter et analyser correctement l'échantillon.

Chaque fois que cela est possible, l'échantillonnage de l'équipement doit être effectué dans les conditions de fonctionnement normales ou juste après la mise hors tension.

Il est fortement recommandé de suivre scrupuleusement les procédures et les précautions décrites dans la CEI 60475.

Lorsqu'elles sont disponibles, il convient de respecter les instructions du constructeur.

8 Catégories de matériels

Afin de tenir compte des différentes exigences de l'utilisateur, le matériel a été classé en différentes catégories comme indiqué au Tableau 2 ci-dessous:

Tableau 2 – Catégories de matériels

Catégorie	Type de matériels
Catégorie O	Transformateurs de puissance/bobines d'inductance de tension de réseau maximale supérieure à 400 kV.
Catégorie A	Transformateurs de puissance/bobines d'inductance de tension de réseau maximale supérieure à 170 kV et inférieure ou égale à 400 kV. Sont également inclus les transformateurs de puissance, quelle que soit la tension assignée, dont la continuité de service est essentielle et les matériels similaires d'applications particulières travaillant dans des conditions de coûts élevés.
Catégorie B	Transformateurs de puissance/bobines d'inductance de tension de réseau maximale supérieure à 72,5 kV et inférieure ou égale à 170 kV (autres que ceux appartenant à la catégorie A).
Catégorie C	Transformateurs de puissance/bobines d'inductance de tension de réseau maximale inférieure ou égale à 72,5 kV et transformateurs de traction (autres que ceux appartenant à la catégorie A). Interrupteurs remplis d'huile de tension réseau maximale supérieure à 72,5 kV. Interrupteurs remplis d'huile et appareillage sous enveloppe métallique en courant alternatif, de tension réseau supérieure ou égale à 16 kV.
Catégorie D	Transformateurs de mesure/de protection de tension de réseau maximale supérieure à 170 kV.
Catégorie E	Transformateurs de mesure/de protection de tension de réseau maximale inférieure ou égale à 170 kV.
Catégorie F	Cuve de commutateur des changeurs de prise en charge y compris les cuves commutateurs/sélecteurs.
Catégorie G	Disjoncteurs remplis d'huile avec une tension réseau nominale inférieure ou égale à 72,5 kV. Interrupteurs remplis d'huile et appareillage sous enveloppe métallique en courant alternatif, de tension réseau inférieure à 16 kV.

Due to poor refining or contamination, reactive compounds giving corrosion at normal operating temperatures may be present. They are detected by standard tests as ISO 5662 [14] or DIN 51353 [5], which are included in all major oil specifications.

At high temperatures, >300 °C, sulphur-containing oil molecules may decompose and react with metal surfaces to form metal sulphides. Such reactions may take place in switching equipment and will impact the conductivity of contacts.

7 Sampling of oil from equipment

It is essential that every effort be made to ensure that samples are representative of the insulating oil in equipment. Experience indicates that oil is sometimes rejected unjustifiably because inadequate care has been taken whilst sampling. Careless sampling procedures or contamination in the sample container will lead to erroneous conclusions concerning quality and incur waste of time, effort and expense involved in obtaining, transporting and testing the sample.

Whenever is possible, sampling from equipment shall be carried at normal operating conditions or very shortly after de-energization.

Sampling should be done by an experienced person, who has received adequate training, in accordance with IEC 60475.

Where available, the manufacturer's instructions should be followed.

8 Categories of equipment

In order to take into account different user requirements, equipment has been placed in various categories as shown in Table 2 below.

Table 2 – Categories of equipment

Category	Type of equipment
Category O	Power transformers/reactors with a nominal system voltage of 400 kV and above.
Category A	Power transformers/reactors with a nominal system voltage above 170 kV and below 400 kV. Also power transformers of any rated voltage where continuity of supply is vital and similar equipment for special applications operating under onerous conditions.
Category B	Power transformers/reactors with a nominal system voltage above 72,5 kV and up to and including 170 kV (other than those in category A).
Category C	Power transformers/reactors for MV/LV application e.g. nominal system voltages up to and including 72,5 kV and traction transformers (other than those in category A). Oil-filled circuit breakers with a nominal system voltage exceeding 72,5 kV. Oil-filled switches, a.c. metal-enclosed switchgear and control gear with a nominal system voltage greater than or equal to 16 kV.
Category D	Instrument/protection transformers with a nominal system voltage above 170 kV.
Category E	Instrument/protection transformers with a nominal system voltage up to and including 170 kV.
Category F	Diverter tanks of on-load tap-changers, including combined selector/diverter tanks.
Category G	Oil-filled circuit breakers with a nominal system voltage up to and including 72,5 kV. Oil-filled switches, a.c. metal-enclosed switchgear and control gear with a nominal system voltage less than 16 kV.

Tableau 2 (suite)

NOTE 1 Les cuves de sélecteurs séparés de changeurs de prise en charge appartiennent à la même catégorie que le transformateur associé.

NOTE 2 Les traversées au papier imprégné et les autres matériels hermétiques peuvent être placés dans la catégorie D ou E si un programme de surveillance courante est souhaité. Se référer aux instructions du constructeur.

NOTE 3 Quelle que soit la taille ou la tension, une appréciation du risque peut justifier des techniques de contrôle des conditions généralement appropriées pour une classification plus élevée.

NOTE 4 Pour des raisons pratiques et économiques, des entreprises publiques électriques peuvent décider que leurs petits transformateurs jusqu'à 1 MVA et 36 KV ne soient pas inclus dans cette classification. Les programmes de contrôle individuels peuvent ne pas être considérés comme économiques pour ces types de matériels. Lorsqu'un programme de contrôle est demandé pour ces transformateurs, il convient que les lignes directrices données dans la catégorie C soient appropriées.

9 Evaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf

Une quantité importante d'huile minérale est fournie à l'utilisateur final dans le matériel électrique lors de la livraison. Dans de tels cas, comme l'huile est déjà entrée en contact avec des isolants et autres matériaux, elle ne peut être considérée comme «huile neuve» comme défini dans la CEI 60296. Par conséquent, ses propriétés doivent être considérées comme celles applicables à «l'huile usagée», même si le matériel électrique lui-même peut ne pas avoir été alimenté.

Il convient de choisir les propriétés de l'huile selon la catégorie et les fonctions du matériel (Tableau 3).

L'importance des écarts peut varier suivant le type de matériel, de matériaux de construction utilisés et des proportions d'isolation solide et liquide et il convient que ces écarts soient maintenus dans les limites du Tableau 3.

Comme les caractéristiques de l'huile dans le matériel neuf font partie intégrante de la conception du matériel, l'utilisateur peut exiger, pour un service fiable, que ces caractéristiques soient nettement plus favorables que le minimum requis dans le Tableau 3, qui sont basées sur l'expérience de plusieurs années de pratique de fonctionnement.

Tableau 3 – Limites conseillées pour les huiles minérales isolantes après le remplissage dans les matériels électriques neufs avant la mise sous tension

Propriété	Tension maximale de l'appareil kV		
	< 72,5	de 72,5 à 170	> 170
Aspect	Limpide et exempt de matières en suspension ou de dépôts		
Couleur (sur échelle donnée dans l'ISO 2049)	Max. 2,0	Max. 2,0	Max. 2,0
Tension de claquage (kv)	>55	>60	>60
Teneur en eau (mg/kg) ^a	20 ^b	<10	<10
Acidité (mg KOH/g)	Max. 0,03	Max. 0,03	Max. 0,03
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C et de 40 Hz à 60 Hz ^c	Max. 0,015	Max. 0,015	Max. 0,010
Résistivité à 90° C (GΩm)	Min. 60	Min. 60	Min. 60
Stabilité à l'oxydation	Comme spécifié dans la CEI 60296		
Tension interfaciale (mN/m)	Min. 35	Min. 35	Min. 35
Teneur en PCB totale (mg/kg)	Non détectable (< 2 total)		
Particules	-	-	Voir Tableau B.1 ^d

Table 2 (continued)

NOTE 1 Separated selector tanks of on-load tap-changers belong to the same category as the associated transformer.

NOTE 2 Oil-impregnated paper bushings and other hermetically sealed equipment may be placed in category D or E if a routine monitoring programme is desired. The manufacturer's instructions should be referred to.

NOTE 3 Regardless of size or voltage, a risk assessment may justify condition-monitoring techniques usually appropriate to a higher classification.

NOTE 4 For practical and economical reasons, some electrical utilities may decide that their small transformers up to 1 MVA and 36 kV are not included in this classification. Routine monitoring programmes may not be considered economical for this type of equipment. Where a monitoring programme is required for these transformers, the guidelines given for category C should be adequate.

9 Evaluation of mineral insulating oil in new equipment

A substantial proportion of electrical equipment is supplied to the final user already filled with mineral oil. In such cases, as the oil has already come into contact with insulating and other materials, it can no longer be considered as "unused oil" as defined in IEC 60296. Therefore its properties have to be regarded as those applicable to "used oil", even though the electrical equipment itself may not have been energized.

Oil properties should be appropriate to the category and functions of the equipment (Table 3).

The extent of the changes in properties may vary with the type of equipment due to the different types of material and ratios of liquid-to-solid insulation, and should be within the limits of Table 3.

As the characteristics of oil in new equipment are an integral part of that equipment design, the user may request these characteristics to be better than the minimum standards suggested in Table 3, which are based on the experience of many years of operating practice.

Table 3 – Recommended limits for mineral insulating oils after filling in new electrical equipment prior to energization

Property	Highest voltage for equipment kV		
	<72,5	72,5 to 170	>170
Appearance	Clear, free from sediment and suspended matter		
Colour (on scale given in ISO 2049)	Max. 2,0	Max. 2,0	Max. 2,0
Breakdown voltage (kV)	>55	>60	>60
Water content (mg/kg) ^a	20 ^b	<10	<10
Acidity (mg KOH/g)	Max. 0,03	Max. 0,03	Max. 0,03
Dielectric dissipation factor at 90°C and 40 Hz to 60 Hz ^c	Max. 0,015	Max. 0,015	Max. 0,010
Resistivity at 90 °C (GΩm)	Min. 60	Min. 60	Min. 60
Oxidation stability	As specified in IEC 60296		
Interfacial tension (mN/m)	Min. 35	Min. 35	Min. 35
Total PCB content (mg/kg)	Not detectable (< 2 total)		
Particles	-	-	See Table B.1 ^d

Tableau 3 (suite)

a	Les valeurs ne sont pas corrigées pour la température puisque pas assez de temps ne s'est écoulé pour atteindre un équilibre entre l'huile et l'isolation de cellulose.
a	Pour une utilisation dans les transformateurs de classe <72,5 kV, il convient que la teneur maximale en eau permise fasse l'objet d'un accord entre le fournisseur et l'utilisateur, selon les circonstances locales.
c	Des valeurs du facteur de dissipation diélectrique plus élevées peuvent indiquer une contamination excessive ou l'usage impropre de matériaux solides utilisés dans la fabrication, il convient que leurs origines soient recherchées.
d	Il convient de déterminer la taille ainsi que la quantité des particules comme ligne de base pour la future comparaison dans des transformateurs >170 kV.

10 Evaluation de l'huile en service

10.1 Généralités

L'huile isolante en service est soumise à la chaleur, à l'oxygène, à l'eau et à d'autres catalyseurs, qui sont nuisibles aux propriétés de l'huile. Afin de maintenir la qualité de l'huile en service, il convient de réaliser l'échantillonnage et l'analyse de manière régulière.

Souvent le premier signe de la détérioration de l'huile peut être obtenue par l'observation directe de la clarté et de la couleur de l'huile à travers le pare-soleil de conservateur. D'un point de vue environnemental, cette inspection simple et facile peut être également utilisée pour contrôler les fuites et les flaques d'huile dans l'environnement du transformateur.

Il convient que l'interprétation des résultats, en termes de détérioration fonctionnelle d'huile, soit faite par un personnel expérimenté basé sur les éléments de gestion des risques et de l'analyse du cycle de vie suivants:

- valeurs caractéristiques pour le type et la famille d'huile et de matériel, développés par des méthodes statistiques;
- évaluation des tendances et taux de variation des valeurs pour une propriété d'huile donnée;
- valeurs normales, ou typiques, pour «bon» ou «mauvais» pour le type et la famille de matériel approprié.

Dans le cas d'huile contaminée par des PCB, l'impact environnemental est un facteur critique à considérer, de même que les règlements locaux. S'il est suspecté que l'huile soit contaminée par des PCB, il convient d'entreprendre des analyses spécifiques et d'utiliser l'interprétation des résultats dans l'appréciation du risque pour tenir compte de la prévention et de la réduction des dommages potentiels à l'environnement et pour éviter des risques peu raisonnables pour le personnel et le public.

10.2 Fréquence des examens de l'huile en service

Il est impossible d'établir une règle générale de fréquence des examens des huiles en service qui soit applicable à toutes les situations pouvant être rencontrées.

L'intervalle optimal dépendra du type, de la fonction, de la tension, de la puissance, de la construction et des conditions d'exploitation du matériel, ainsi que des conditions de l'huile comme déterminée dans les analyses précédentes. Un compromis doit souvent être trouvé entre les facteurs économiques et les exigences liées à la fiabilité du matériel.

Des difficultés beaucoup plus grandes existent dans la fréquence de décision de l'essai et des niveaux de détérioration d'huile autorisés qui sont acceptables pour toutes les applications d'huile isolante par rapport aux différences dans des politiques de fonctionnement, des exigences liées à la fiabilité et des types de système électrique. Par exemple,

Table 3 (continued)

a	The values are not corrected for temperature since not enough time may have elapsed to reach an equilibrium between oil and cellulose insulation.
b	For use in transformers under 72,5 kV class, the maximum water content should be agreed between supplier and user depending upon local circumstances.
c	Higher dielectric dissipation factor values may indicate excessive contamination, or the misapplication of solid materials used in manufacture, and should be investigated.
d	A determination of particle size and quantity should be made as a baseline for future comparison in transformers >170 kV.

10 Evaluation of oil in service

10.1 General

Insulating oil in service is subjected to heat, oxygen, water and other catalysts, all of which are detrimental to the properties of the oil. In order to maintain the quality of the oil in service, regular sampling and analysis should be performed.

Often the first sign of oil deterioration may be obtained by direct observation of the oil clarity and colour through the conservator's visor. From an environmental point of view, this simple and easy inspection can be also used to monitor leakage and spills of oil to the transformer's surrounding.

The interpretation of results, in terms of the functional deterioration of the oil, should be done by experienced personnel based on the following elements of risk management and life cycle analysis:

- characteristic values for the type and family of oil and equipment, developed by statistical methods;
- evaluation of trends and the rate of variation of the values for a given oil property;
- normal, or typical values, for "fair" or "poor" for the appropriate type and family of equipment.

In the case of oil contaminated with PCB, environmental impact is a critical factor to consider, as are local regulations. If it is suspected that oil has become contaminated with PCB, specific analyses should be undertaken and interpretation of the results should be used in risk assessment to take into account prevention and mitigation of potential damage to the environment and to avoid unreasonable risks for staff and the public.

10.2 Frequency of examination of oils in service

It is impossible to lay down a general rule for the frequency of examination of oils in service, which will be applicable to all possible situations that might be encountered.

The optimum frequency will depend on the type, function, voltage, power, construction and service conditions of the equipment, as well as the condition of the oil as determined in the previous analysis. A compromise will often have to be found between economic factors and reliability requirements.

Much greater difficulties exist in deciding frequency of testing and permissible oil deterioration levels which are acceptable for all applications of insulating oil in relation to differences in operating policies, reliability requirements and types of electrical system. For example, large power companies may find the full application of these recommendations to distribution transformers uneconomical. Conversely, the industrial user, whose activities depend on the reliability of his power supply, may wish to institute more frequent and stricter controls of oil quality as a means of guarding against power failures.

les grandes compagnies d'alimentation peuvent trouver peu économique l'application complète de ces recommandations aux transformateurs de distribution. Inversement, l'utilisateur industriel, dont les activités dépendent de la fiabilité de son alimentation électrique, peut souhaiter instituer des contrôles plus fréquents et plus stricts sur la qualité de l'huile comme un moyen de protection contre des pannes d'alimentation.

Le Tableau 4 fournit, à titre de guide, une suggestion de fréquence d'essais pour les différents types de matériel. Cependant, certains équipements sont conçus avec des systèmes pour protéger l'huile à l'exposition à l'air. Lorsque de tels systèmes sont maintenus en bon état, des essais moins fréquents peuvent être appropriés basés sur l'analyse de cycle de vie (ACV) et/ou sur la gestion du cycle de vie (GCV) et l'évaluation des risques (ER).

Généralement, il convient d'effectuer des mesures de contrôle sur la base des critères suivants, qui s'appliquent en particulier aux huiles de transformateur:

- Sauf spécification contraire, les caractéristiques peuvent être vérifiées périodiquement, à des intervalles comme suggéré dans le Tableau 4.
- La fréquence d'examen peut être augmentée lorsque l'une des propriétés significatives indique que l'huile est dans un état correct ou dans un état mauvais, ou lorsque l'analyse de tendance indique des modifications significatives.
- L'élévation de température et la présence d'oxygène et d'eau accélèrera l'oxydation de l'huile. Par conséquent les transformateurs fortement chargés peuvent nécessiter des prélèvements d'huile plus fréquents et des essais complémentaires tels que la tension interfaciale.
- Il convient d'établir la fréquence d'essai au moyen d'une évaluation prix/bénéfice basée sur l'analyse de cycle de vie et l'évaluation des risques. Pour quelques propriétaires, cette approche peut indiquer différentes fréquences d'essai pour les transformateurs de distribution (catégorie C) que celles indiquées dans le Tableau 4. Par exemple, des entreprises publiques électriques peuvent préférer ne pas exécuter ce programme à ce type de transformateurs et les petites industries peuvent préférer inclure ce type de transformateurs même dans une catégorie plus élevée.

Tableau 4 – Fréquences d'essai⁽¹⁾ conseillées

Propriétés ⁽²⁾	Catégorie du matériel ⁽³⁾							
	O	A	B	C (4)	D (5)	E (5)	F	G
Groupe 1 (Essais Individuels) ⁽⁶⁾ – Année	1 – 2	1 – 3	1 – 4	2 – 6	1 – 2	2 – 6	2 – 6	2 – 6
Groupe 2 (Essais de complémentarité)	Note (7)							
Groupe 3 (Essais de recherche spéciaux)	Note (8)							
<p>NOTE 1 Ces périodes proposées se rapportent à un programme de maintenance de routine normal. Si une ou plusieurs des propriétés mesurées indique que l'huile est dans un état correct ou un état mauvais ou si une tendance de vieillissement anormale est observée, il convient de raccourcir ces périodes selon l'importance du matériel. Ces périodes peuvent également se raccourcir dans le cas des huiles contaminées par le PCB afin de réduire au minimum tout impact potentiel sur l'environnement provoqué par un défaut de fonctionnement du matériel.</p> <p>NOTE 2 Les Groupes 1, 2 et 3 sont définis à l'Article 4 et comme note de bas de tableau d) du Tableau 1.</p> <p>NOTE 3 Les catégories de matériel sont définies au Tableau 2.</p> <p>NOTE 4 Paragraphe 10.2 (puce 4).</p> <p>NOTE 5 Catégories D et E. Après que le premier échantillon a été pris, l'utilisateur, après consultation avec le fabricant et/ou le laboratoire, peut décider de rallonger la période d'échantillonnage.</p> <p>NOTE 6 Il est recommandé que les essais du groupe 1 soient réalisés après remplissage ou nouveau remplissage et avant la mise sous tension.</p> <p>NOTE 7 Ces essais peuvent être réalisés périodiquement mais moins fréquemment que les essais individuels. La fréquence dépendra du type d'huile, de l'âge et du matériel. Il convient d'effectuer les premières mesures (de repère) dans le matériel neuf ou remis à neuf avant la mise sous tension.</p> <p>NOTE 8 Ce sont des essais très spéciaux qui seront faits uniquement dans des circonstances spéciales.</p>								

By way of a guide, a suggested frequency of tests suitable for different types of equipment is given in Table 4. However, some equipment is designed having systems that are designed to control exposure of the oil to atmosphere. Where such systems are maintained in good condition, less frequent testing may be appropriate based on life cycle analysis (LCA) and/or life cycle management (LCM) and risk assessment (RA).

Generally, check measurements should be carried out on the basis of the following criteria, which apply particularly to transformer oils:

- Characteristics may be checked periodically, at intervals as suggested in Table 4, unless otherwise defined.
- The frequency of examination may be increased where any of the significant properties indicates that the oil is in fair or poor condition, or when trend analysis indicates significant changes.
- The oxidation of the oil will accelerate with increased temperature and in the presence of oxygen and water. Therefore heavily loaded transformers may need more frequent oil-sampling and complementary testing such as interfacial tension.
- The testing frequency should be established by means of a cost/benefit evaluation based on life cycle analysis and risk assessment. For some owners this approach may indicate different testing frequencies for distribution transformers (category C) than those indicated in Table 4. For instance, some electrical utilities may prefer not to perform this programme to this type of transformers and small industries may prefer to include this type of transformers even in a higher category.

Table 4 – Recommended frequency of testing⁽¹⁾

Property ⁽²⁾	Equipment category ⁽³⁾							
	O	A	B	C ⁽⁴⁾	D ⁽⁵⁾	E ⁽⁵⁾	F	G
Group 1 (Routine Tests) ⁽⁶⁾ – Years	1 – 2	1 – 3	1 – 4	2 – 6	1 – 2	2 – 6	2 – 6	2 – 6
Group 2 (Complementary tests)	Note (7)							
Group 3 (Special investigative tests)	Note (8)							
<p>NOTE 1 These proposed periods refer to a normal routine maintenance programme. Should one or more of the measured properties indicate that the oil is in a fair or poor condition or if an abnormal ageing trend is observed, these periods should be shortened according to the importance of the equipment. These periods may also be shortened in the case of oils contaminated by PCB in order to minimize any potential environmental impact caused by malfunctioning equipment.</p> <p>NOTE 2 Groups 1, 2 and 3 are defined in Clause 4 and in footnote d) to Table 1.</p> <p>NOTE 3 Equipment categories are defined in Table 2.</p> <p>NOTE 4 Subclause 10.2 (bullet 4).</p> <p>NOTE 5 Equipment categories D and E. After the first sample has been taken, the user, after consultation with the manufacturer and/or laboratory, may decide to lengthen the sampling period.</p> <p>NOTE 6 Group 1 tests should be performed after filling or refilling the transformer, prior to energizing.</p> <p>NOTE 7 These tests may be done periodically but less frequently than routine tests. The frequency will depend upon the type of oil, age and equipment. First (benchmark) measurements should be carried out in new or refurbished equipment prior to energization.</p> <p>NOTE 8 These are very special tests that need be effected only under special circumstances.</p>								

10.3 Procédures d'essai

10.3.1 Généralités

Le lieu d'essai, le nombre et le type d'essai qui peuvent être exécutés sur un échantillon d'huile peuvent varier suivant les circonstances locales et les considérations économiques.

Le niveau de dégradation et le degré de contamination des huiles en service varient beaucoup. En général, un seul type d'essai ne peut être utilisé comme critère unique de l'état d'un échantillon d'huile.

Il convient de baser de préférence l'évaluation de cet état sur l'évaluation de l'ensemble des caractéristiques significatives, mesurées dans des laboratoires convenablement équipés. Cependant, certains utilisateurs considèrent qu'il est avantageux d'effectuer des essais de sélection sur site.

10.3.2 Essais sur site

Les essais d'huile (voir Tableau 1) sont choisis pour:

- obtenir une estimation rapide de l'état de l'huile;
- établir la classification des huiles usagées en service (voir 10.4);
- éliminer toute modification des propriétés d'échantillonnage d'huile à cause du transport à un laboratoire et/ou du stockage des échantillons d'huile; et
- la présence sur le site et en ligne des instruments d'essai avec une précision comparable aux instruments d'essai en laboratoire.

Les essais effectués sur site fournissent souvent des résultats plus fiables que ceux obtenus en laboratoire. Les essais sur site sont habituellement limités à l'inspection visuelle (couleur et aspect), à la tension de claquage, à la teneur en eau et, avec moins de précision, à l'acidité. Ces essais peuvent parfois être utilisés pour l'évaluation des huiles usagées en service conformément à 10.4, bien que, plus souvent, des essais sont effectués sur site pour identifier des échantillons d'huile exigeant l'évaluation de laboratoire.

L'expérience a montré que les essais de tension de claquage et de teneur en eau effectués sur site peuvent fournir des résultats fiables et peuvent être utilisés pour les essais d'acceptation.

10.3.3 Essais en laboratoire

Un plan d'examen complet comprend tous les essais de la liste du Tableau 1. Cependant, ces essais peuvent être divisés en trois groupes et l'application des essais d'un groupe ou plus peut être demandée conformément aux exigences spécifiques (Tableaux 1 et 3).

10.4 Classification des états des huiles en service

Il est virtuellement impossible d'établir des règles strictes et immuables pour évaluer les huiles en service ou même pour recommander des valeurs limites d'essais correspondant à toutes les applications possibles des huiles isolantes en service. Il convient de considérer uniquement la classification et toute action corrective conséquente après de mûres considérations des résultats de tous les essais. La tendance de tels résultats sur une certaine période de temps est considérée comme l'information essentielle en arrivant à une décision finale.

Conformément à une expérience industrielle locale ou actuelle, les huiles en service peuvent être classées comme «satisfaisant», «correct» ou «mauvais» selon un classement fondé sur l'évaluation des propriétés significatives et sur leur possibilité de restituer les caractéristiques souhaitées. Le Tableau 5 fournit des lignes directrices afin de faciliter ce procédé de classification.

10.3 Testing procedures

10.3.1 General

The venue for testing and the number and type of tests that can be carried out on a given sample of oil may vary depending on local circumstances and economic considerations.

Oil in service will vary widely in the extent of degradation and the degree of contamination. In general, a single type of test is insufficient to evaluate the condition of the oil sample.

Evaluation of condition should preferably be based upon the composite evaluation of significant characteristics determined in suitably qualified and properly equipped laboratories. However, some users find it advantageous to carry out field screening tests.

10.3.2 Field tests

Oil tests (see Table 1) are chosen to

- obtain a prompt estimation of oil condition;
- establish the classification of service-aged oils (see 10.4),
- eliminate any changes to the oil sample's properties due to transportation to a laboratory and/or storage of oil samples, and
- the presence of on-site and on-line test instruments with an accuracy comparable to laboratory test instruments.

Some field tests are less accurate than laboratory tests. Field tests are usually limited to visual inspection (colour and appearance), breakdown voltage, water content and, with less accuracy, acidity. These tests may sometimes be used for the assessment of service-aged oils in accordance with 10.4, though, more often, field tests are carried out to identify oil samples requiring laboratory evaluation.

Experience has shown that breakdown voltage and water content tests carried out on site may produce reliable results and may be used for acceptance tests.

10.3.3 Laboratory tests

A complete examination scheme includes all the tests listed in Table 1. However, these tests may be sub-divided into three groups and tests applicable to one or more groups may be required according to the specific requirements (Tables 1 and 3).

10.4 Classification of the condition of oils in service

It is virtually impossible to set hard and fast rules for the evaluation of oil in service or recommend test limits for all possible applications of insulating oil in service. The classification and any consequent corrective action should only be taken after due consideration of the results of all tests. The trend of such results over a period of time is considered essential information when arriving at a final decision.

According to local or current industrial experience, oils in service may be classified as “good”, “fair” or “poor” based on the evaluation of significant properties and their ability to be restored to the characteristics desired. Table 5 provides guidance to assist in this classification process.

Satisfaisant

Huile en état normal; échantillonnage normal continu.

Correct

Dégradation d'huile détectable ; un échantillonnage plus fréquent est recommandé (Tableau 5).

Mauvais

Dégradation anormale de l'huile ; une action immédiate est conseillée.

10.5 Action corrective

En général, deux types de contamination/détérioration de l'huile peuvent être considérés: physique et chimique. Chaque type de contamination/détérioration demande une action réparatrice différente comme décrit dans le Tableau 6.

Il convient de noter les recommandations suivantes:

- a) Lorsqu'un résultat d'essai est hors des limites conseillées du Tableau 5, il convient de le comparer avec les résultats antérieurs et, si nécessaire, de se procurer un nouvel échantillon pour confirmation avant d'entreprendre une quelconque action.
- b) Si une dégradation rapide ou une accélération de processus de dégradation est observée, il convient d'effectuer des essais de manière plus fréquente (Tableau 4) et d'instituer rapidement une action réparatrice appropriée. Il peut être souhaitable de consulter le constructeur du matériel.

Good

Oil in normal condition; continue normal sampling.

Fair

Oil deterioration detectable; more frequent sampling recommended (Table 5).

Poor

Oil deterioration abnormal; immediate action advisable.

10.5 Corrective action

In general, two types of contamination/deterioration of the oil can be considered: physical and chemical. Each one requires a different remedial action as described in Table 6.

The following recommendations should also be noted:

- a) Where a test result is outside the limits recommended in Table 5, it should be compared with previous results and, if appropriate, a fresh sample obtained for confirmation before any other action is taken.
- b) If rapid deterioration or acceleration in the rate of deterioration is observed, more frequent tests (Table 4) should be instituted promptly and appropriate remedial action should be taken. It may be desirable to consult the manufacturer of the equipment.

Tableau 5 – Application et interprétation des essais

Propriété	Catégorie ⁽¹⁾	Limites recommandées justifiant une intervention			Action recommandée ^{(2) (3)}	Notes
		Satisfaisant	Correct	Mauvais		
Couleur et aspect	Tous	Propre et sans contamination visible		Sombre et/ou trouble	Comme imposé par d'autres essais.	La couleur foncée est un symptôme de contamination chimique ou de vieillissement. La turbidité est un symptôme de teneur en eau élevée.
Tension de claquage (kV)	O, A, D	> 60	50 – 60	< 50	Satisfaisant: échantillonnage normal continu.	
	B, E	> 50	40 – 50	< 40	Correct: échantillonnage plus fréquent Vérifier les autres paramètres tels que la teneur en eau, en particules et peut-être le FDD/résistivité et l'acidité.	
	C	> 40	30 – 40	< 30		
	F	Rupteur des changeurs de prise en charge de point neutre des transformateurs O, A, B, C < 25 Changeurs de prise monophasés ou connectés sur des transformateurs O, A, B < 40			Mauvais: retraiter l'huile (voir 12.2) ou alternativement, si plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement sévère, remplacer l'huile.	
	G			< 30		
Teneur en eau (mg _{H₂O} /kg _{oil} à 20 °C) Changeurs de prise monophasés ou connectés sur des transformateurs O, A, B à 20 °C	O, A, D	< 5	5 – 10	> 10	Satisfaisant: échantillonnage normal continu. Correct: échantillonnage plus fréquent Vérifier les autres paramètres tels que la teneur en eau, en particules et peut-être le FDD/résistivité et l'acidité.	Avertissement: lorsque la température de l'huile durant l'échantillonnage est supérieure ou égale à 20 °C, il convient de toujours corriger à 20 °C les valeurs en mg/kg, comme mesurées, avant de les comparer aux valeurs limites du Tableau 6. Lorsque la température de l'huile durant l'échantillonnage est inférieure à 20 °C ou lorsque il n'existe pas de quantité significative d'isolation cellulosique, se référer à l'Annexe A.
	B, E	< 5	5 – 15	> 15	Mauvais: vérification de la source d'eau, retraiter l'huile (voir 12.2) ou alternativement, si plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement sévère, remplacer l'huile.	
	C	< 10	10 – 25	> 25		
	F	Selon le transformateur approprié				
	G	Pas un essai de routine				

Table 5 – Application and interpretation of tests

Property	Category (1)	Recommended action limits			Recommended action (2) (3)	Notes
		Good	Fair	Poor		
Colour and appearance	All	Clear and without visible contamination		Dark and/or turbid	As dictated by other tests.	Dark colour is a symptom of chemical contamination or ageing. Turbidity is a symptom of high water content.
Breakdown voltage (kV)	O, A, D	> 60	50 – 60	< 50	Good: continue normal sampling. Fair: more frequent sampling. Check other parameters e.g. water, particle content and perhaps DDF/resistivity and acidity. Poor: recondition oil (see 12.2) or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the oil.	
	B, E	> 50	40 – 50	< 40		
	C	> 40	30 – 40	< 30		
	F	Tap changer of neutral end tap changers on O, A, B, C transformers < 25 Single phase or connected tap changers on O, A, B transformers < 40				
	G			< 30		
Water content (mg _{H₂O} /kg _{oil} at 20 °C) (corrected to an equivalent value at 20 °C)	O, A, D	< 5	5 – 10	> 10	Good: continue normal sampling. Fair: more frequent sampling. Check other parameters e.g. breakdown voltage, particle content and perhaps DDF/resistivity and acidity. Poor: check source of water, recondition oil (see 12.2) or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the oil.	Warning: when oil temperature during sampling is at or above 20 °C, values in mg/kg as measured should always be corrected to 20 °C before comparing them to the corrected limit values of Table 6. When the oil temperature during sampling is less than 20 °C or where no significant amounts of cellulosic insulation are present, refer to Annex A.
	B, E	< 5	5 – 15	> 15		
	C	< 10	10 – 25	> 25		
	F	As per appropriate transformer				
	G	Not a routine test				

Table 5 (suite)

Propriété	Catégorie (1)	Limites recommandées justifiant une intervention			Action recommandée (2) (3)	Notes
		Satisfaisant	Correct	Mauvais		
Acidité [mg _{KOH} /g _{huile}]	O, A, D	< 0,10	0,10 – 0,15	> 0,15	Satisfaisant: échantillonnage normal continu. Correct: échantillonnage plus fréquent. Vérifier la présence de sédiment et de dépôts. Mauvais: à partir d'une valeur de 0,15 le propriétaire peut souhaiter produire une analyse de tendance basée sur des analyses de cycle de vie (ACV) et sur l'évaluation du risque (ER). Une décision peut alors être prise définissant à quel point régénérer l'huile (voir 12.3) ou, alternativement, si plus économique et que d'autres essais indiquent un vieillissement sévère, pour remplacer l'huile.	
	B, E	< 0,10	0,10 – 0,20	> 0,20		
	C	< 0,15	0,15 – 0,30	> 0,30		
	F, G	Pas un essai de routine				
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C de 40 Hz à 60 Hz	O, A	< 0,10	0,10 – 0,20	> 0,20	Satisfaisant: échantillonnage normal continu. Correct: échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres. Mauvais: retraiter l'huile (voir 12.3) ou alternativement, remplacer l'huile si cela est plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement sévère.	
	B,C	< 0,10	0,10 – 0,50	> 0,50		
	D	< 0,01	0,01 – 0,03	> 0,03	Se reporter aux meilleures pratiques du fabricant.	Des défaillances catastrophiques ont été consignées pour un FDD de 0,04 dans les transformateurs THT et EHT de type D.
	E	< 0,10	0,10 – 0,30	> 0,30	Se reporter aux meilleures pratiques du fabricant.	
	F, G	Pas un essai de routine				

Table 5 (continued)

Property	Category (1)	Recommended action limits			Recommended action (2) (3)	Notes
		Good	Fair	Poor		
Acidity (mg _{KOH} /g _{oil})	O, A, D	< 0,10	0,10 – 0,15	> 0,15	<p>Good: continue normal sampling.</p> <p>Fair: more frequent sampling. Check the presence of sediment and sludge.</p> <p>Poor: starting from a value of 0,15 the owner may wish to produce a trend analysis based on specific Life Cycle Analysis (LCA) and Risk assessment (RA). A decision may then be made at which point to reclaim the oil (see 12.3) or, alternatively, if more economical and other tests indicate severe ageing, replace the oil.</p>	
	B, E	< 0,10	0,10 – 0,20	> 0,20		
	C	< 0,15	0,15 – 0,30	> 0,30		
	F, G	Not a routine test				
Dielectric dissipation factor at 40 Hz to 60 Hz at 90 °C	O, A	< 0,10	0,10 – 0,20	> 0,20	<p>Good: continue normal sampling.</p> <p>Fair: more frequent sampling. Check other parameters.</p> <p>Poor: reclaim oil (see 12.3) or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the oil.</p>	
	B, C	< 0,10	0,10 – 0,50	> 0,50		
	D	< 0,01	0,01 – 0,03	> 0,03	Refer to manufacturer's best practice.	Catastrophic failures have been reported at 0,04 DDF in VHV and EHV type D transformers.
	E	< 0,10	0,10 – 0,30	> 0,30	Refer to manufacturer's best practice.	
	F, G	Not a routine test				

Tableau 5 (suite)

Propriété	Catégorie (1)	Limites recommandées justifiant une intervention			Action recommandée (2) (3)	Notes
		Satisfaisant	Correct	Mauvais		
Résistivité [GΩm]	A 20 °C			Satisfaisant: échantillonnage normal continu. Correct: échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres. Mauvais: retraiter l'huile (voir 12.3) ou alternativement, remplacer l'huile si cela est plus économique du fait que d'autres essais indiquent un vieillissement sévère.	Pas un essai de routine Pas un essai de routine	
	O, A	> 200	20 – 200			< 20
	B, C	> 60	4 – 60			< 4
	D	> 800	250 – 800			< 250
	E	> 60	7 – 60			< 7
	A 90 °C					
	O, A	> 10	1 – 10			< 1
	B, C	> 3	0,2 – 3			< 0,2
	D	> 50	10 – 50			< 10
	E	> 3	0,4 – 3			< 0,4
	Teneur en inhibiteur	Tous	1) Concentration en inhibiteur de (40 à 60) % de la valeur originale et acidité = 0,06 mg KOH/g _{oil} et tension interfaciale (TIF) = 30 mN/m. 2) Concentration en inhibiteur <40 % de la valeur originale ou acidité >0,06 mg KOH/g _{oil} et TIF <30 mN/m.			Empêcher de nouveau la concentration initiale. Retraiter l'huile (voir 12.3) et re-empêcher la concentration initiale, ou Continuer à utiliser en service mais à des concentrations en inhibiteur <0,05 %, augmenter la fréquence de surveillance.
Dépôts et sédiments	Tous	Pas de sédiment ou de dépôts précipitables Les résultats inférieurs à 0,02 % en masse peuvent être négligés.		Lorsque des sédiments sont détectés, il faut retraiter l'huile (voir 12.2). Lorsque des dépôts précipitables sont détectés, il faut régénérer l'huile (voir 12.3). Alternativement, si cela est plus économique ou que d'autres essais le confirme, remplacer l'huile.	Pas un essai de routine. A réaliser uniquement lorsque les valeurs de l'acidité et du facteur de dissipation sont proches des limites.	

Table 5 (continued)

Property	Category (1)	Recommended action limits			Recommended action (2) (3)	Notes
		Good	Fair	Poor		
Resistivity (GΩm)	At 20 °C				<p>Good: continue normal sampling.</p> <p>Fair: more frequent sampling. Check other parameters.</p> <p>Poor: reclaim oil (see 12.3) or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the oil.</p>	<p>Not a routine test</p>
	O, A	> 200	20 – 200	< 20		
	B, C	> 60	4 – 60	< 4		
	D	> 800	250 – 800	< 250		
	E	> 60	7 – 60	< 7		
	At 90 °C					
	O, A	> 10	1 – 10	< 1		
	B, C	> 3	0,2 – 3	< 0,2		
	D	> 50	10 – 50	< 10		
	E	> 3	0,4 – 3	< 0,4		
Inhibitor content	All	<p>1) Inhibitor concentration of (40 – 60) % of original value and acidity $\leq 0,06 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ and IFT $\geq 30 \text{ mN/m}$.</p> <p>2) Inhibitor concentration < 40 % of original value or acidity $> 0,06 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ and IFT $< 30 \text{ mN/m}$.</p>		<p>Re-inhibit to original concentration.</p> <p>Reclaim the oil (see 12.3) and re-inhibit to original concentration, or</p> <p>Continue to use in service but at inhibitor concentrations $< 0,05$ % increase the frequency of monitoring.</p>	<p>Restricted to inhibited oils.</p> <p>Consult oil supplier.</p>	
Sediment and sludge	All	No sediment or precipitable sludge. Results below 0,02 % by mass may be neglected.		<p>Where sediment is detected recondition oil (see 12.2).</p> <p>Where precipitable sludge is detected reclaim oil (see 12.3).</p> <p>Alternatively if more economical, or other tests dictate, replace the oil.</p>	Not a routine test. Perform only when acidity and dissipation factor values are near the limits.	

Tableau 5 (suite)

Propriété	Catégorie ⁽¹⁾	Limites recommandées justifiant une intervention			Action recommandée ^{(2) (3)}	Notes
		Satisfaisant	Correct	Mauvais		
Tension interfaciale (mN/m)	O, A, B, C, D	> 28	22 – 28	< 22	Satisfaisant: échantillonnage normal continu. Correct: échantillonnage plus fréquent. Mauvais: vérifier la présence de sédiment et de dépôts.	Pas un essai de routine. Peut être effectuée comme souhaité.
	E	Pas un essai de routine				
	F, G	Non disponible			Se reporter aux meilleures pratiques du fabricant.	
Particules (nombre et taille)	O, A, B, C, D, E, F	Voir le Tableau 9 informatif			Il faut filtrer l'huile si la tension de claquage et la teneur en eau sont à proximité ou en dehors de la limite pour la catégorie de matériel appropriée et que le nombre de particules est plus élevé que les limites pour toutes les gammes de grandeur, (voir 12.2). Note 4.	Les valeurs pour les particules sont fondées sur l'évaluation statistique. (Tableau B.1).
	G	Pas un essai de routine				
Point éclair	Tous	Abaissement maximal de 10 %			Le matériel peut nécessiter un examen. Rechercher.	Pas un essai de routine. Peut être nécessaire lorsqu'une odeur anormale est détectée, à la suite d'un défaut interne ou lorsque le transformateur vient d'être rempli. Dans certains pays des législations de sécurité et d'hygiène peuvent exclure la limite la plus élevée
PCB	Tous	Note de 6.16			Note de 6.16	Note de 6.16

NOTE 1 Catégorie de matériel (Article 8, Tableau 2).

NOTE 2 S'assurer que l'échantillonnage a été fait correctement (c'est-à-dire que la valve d'échantillonnage a été correctement nettoyée avant l'échantillonnage (Article 7) et les périodes de transport et de stockage dans le laboratoire étaient courtes.

NOTE 3 Il convient de ne prendre aucune mesure sur la base d'un résultat et d'une propriété. Il convient que tous les résultats soient confirmés par un échantillon de répétition particulièrement si le résultat apparaît anormal par rapport à la tendance des résultats obtenus précédemment.

NOTE 4 S'il existe une tendance pour que les particules augmentent alors il sera nécessaire de faire une détermination des métaux et d'autres éléments dissous dans l'huile (voir ASTM D 5185 [1]).

Table 5 (continued)

Property	Category (1)	Recommended action limits			Recommended action (2) (3)	Notes
		Good	Fair	Poor		
Interfacial tension (mN/m)	O, A, B, C, D	> 28	22 – 28	< 22	Good: continue normal sampling. Fair: more frequent sampling. Poor: check the presence of sediment and sludge.	Not a routine test. May be done as desired.
	E	Not a routine test				
	F, G	Not applicable			Refer to manufacturer's best practice.	
Particles (counting and sizing)	O, A, B, C, D, E, F	See Table 9 informative			If the breakdown voltage and water content are near or outside the limit for the appropriate equipment category and the particle number is higher than the limits for any of the size ranges, filter the oil (see 12.2). Note 4.	Values for particles are based on statistical evaluation. (Table B.1)
	G	Not a routine test				
Flash point	All	Maximum decrease 10 %			Equipment may require inspection. Investigate.	Not a routine test. May be required when an unusual odour is noticed, when an internal fault has occurred or when a transformer is refilled. In some countries, health and safety legislation may preclude a higher limit
PCB	All	Note to 6.16			Note to 6.16	Note to 6.16

NOTE 1 Category of equipment (Clause 8, Table 2).

NOTE 2 Ensure sampling was properly done (i.e. sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 7) and transportation and storage periods in the laboratory were short.

NOTE 3 No action should be taken on the basis of one result and one property. All results should be confirmed by a repeat sample, especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.

NOTE 4 If there is a tendency for particles to increase, then it will be necessary to make a determination of metals and other elements dissolved in the oil (see ASTM D 5185 [1]).

Tableau 6 – Mesures correctives

Raison du changement d'huile	Symptômes	Mesures correctrices
Mesures physiques	- Teneur en eau élevée - Valeur de tension de claquage faible - Teneur en particules élevée - Trouble (pas claire)	- Retraitement (voir 12.2)
Mesures chimiques	- Valeur de couleur élevée - IFT faible - Valeur d'acidité élevée - Valeur du facteur de dissipation élevée - Présence de sédiments ou de dépôts, ou les deux	- Régénération (voir 12.3) - Ou changer l'huile
	- Teneur en inhibiteur faible	Remplir avec nouvel inhibiteur conformément aux recommandations du Tableau 5
PCB	Contamination au PCB détectable	Se reporter aux réglementations locales (voir 12.4)
NOTE Dans certains cas, si la contamination chimique est extrêmement haute, il peut être plus économique de remplacer l'huile. Un essai de viabilité de régénération (voir 12.3.3) est recommandé.		

Il convient de ne prendre aucune mesure sur la base d'un résultat et d'une propriété. Les échantillons de répétition sont recommandés si le résultat apparaît anormal comparé à la tendance des résultats précédemment obtenus.

11 Traitement et stockage

ATTENTION Il convient d'adopter la manipulation de sécurité de tambour et les procédures environnementales conformément aux règlements locaux. Une attention particulière doit être apportée afin d'éviter la contamination par le PCB.

Afin d'assurer un service satisfaisant, il importe de prendre un maximum de précautions lors de la manipulation des huiles. Il y a lieu que les fûts soient clairement repérés afin d'indiquer s'ils sont destinés à contenir de l'huile propre ou de l'huile souillée et être réservés à l'usage indiqué. Il convient de ne pas utiliser les fûts et les camions-citernes utilisés pour l'attente de régénération d'huile pour aucun autre produit. Il convient de stocker horizontalement les fûts et de les placer dans une position de telle sorte qu'il n'y ait une chute d'huile sur le taquet ou le bouchon. Il convient de stocker les fûts sous couvercle pour réduire au minimum l'entrée de l'eau et pour réduire le cycle thermique dû à l'exposition à la lumière du soleil. L'utilisation de feuille plastique n'est pas recommandée à moins de prendre un maximum de précautions pour éviter la «transpiration» des fûts avec la condensation.

Pendant le transport, il convient de couvrir et de positionner les fûts en position verticale pour la stabilité et pour empêcher la pénétration d'eau.

En pratique, à la suite de la contamination des récipients et lors du transfert de l'huile d'un récipient à un autre, le maintien de la pureté de l'huile peut être rendu difficile. Une telle pratique n'est pas recommandée sans adhésion stricte au contrôle de qualité.

Cependant, il est reconnu que le stockage d'huile dans des fûts endommagés ne donne pas toujours satisfaction et le transfert d'huile provenant de tels récipients dans du matériel électrique doit normalement s'effectuer au moyen d'une installation de traitement appropriée pour enlever l'eau et les gaz dissous.

Table 6 – Corrective actions

Cause of oil change	Symptoms	Corrective actions
Physical	<ul style="list-style-type: none"> - High water content - Low breakdown voltage value - High particles content - Turbid (not clear) 	- Reconditioning (see 12.2)
Chemical	<ul style="list-style-type: none"> - High colour value - Low IFT - High acidity value - High dissipation factor value - Presence of sediments or sludge, or both - Low inhibitor content 	<ul style="list-style-type: none"> - Reclaiming (see 12.3] - or change the oil
		Top up with new inhibitor according to recommendations in Table 5
PCB	PCB contamination detectable	- Refer to local regulations (see 12.4]
NOTE In some cases, if the chemical contamination is extremely high, it may be more economical to replace the oil. A reclaiming viability test (see 12.3.3) is recommended.		

No action should be taken on the basis of one result and one property. Repeat samples are recommended where the result appears abnormal compared to the trend of the results previously obtained.

11 Handling and storage

CAUTION Safe drum handling and environmental procedures should be adopted according to local regulations. Special attention shall be paid to avoid cross contamination by PCB.

To ensure satisfactory service, the utmost care in handling the oil is essential. Drums should be clearly marked to indicate whether they are for clean or for dirty oil, and should be reserved for the type indicated. Drums and bulk tankers used for oil awaiting reclamation should not be used for any other product. Drums should be stored horizontally and placed in such a position that there is a head of oil on the stopper or plug. They should be stored under cover to minimize the ingress of water and to reduce solar thermal cycling due to exposure to sunlight. The use of plastic sheeting is not recommended unless great care is taken to avoid the drums “sweating” with condensation.

During transportation, drums should be in the vertical position for stability and covered to prevent the ingress of water.

In practice, difficulty may be experienced in maintaining the purity of oil when it is transferred from one vessel to another due to the possibility of introducing contamination. Such practice is not recommended without strict adherence to quality control.

It is recognized that storage of oil in damaged drums is not always satisfactory and the transfer of oil from such containers to electrical equipment should be through a suitable treatment plant to remove water and dissolved gases.

Dans les postes munis d'une installation fixe pour la manipulation d'huile, il convient de conserver propres et exemptes d'eau les canalisations d'huile partant des réservoirs d'huile propre vers les appareils électriques. Il convient d'inspecter et de maintenir régulièrement la déshydratation des aérateurs. Lorsqu'une installation mobile est utilisée, il y a lieu d'examiner avec soin les canalisations souples et les pompes à main et de s'assurer qu'elles sont exemptes de poussières et d'eau, il convient de les rincer avec de l'huile propre avant utilisation. Si l'huile propre provient de fûts, il est recommandé de vérifier qu'ils ont été récemment contrôlés et que les orifices de remplissage des fûts sont propres.

Il convient de repérer de manière claire les tuyaux utilisés pour les huiles propres et ceux utilisés pour les huiles souillées et munis de bouchons afin d'obturer les extrémités pendant qu'ils sont entreposés. Les tuyaux doivent être résistants à l'huile, car le caoutchouc ordinaire contient du soufre libre, qui est corrosif. Si des tuyaux tressés par fil sont utilisés, ils doivent être en liaison transversale et correctement reliés à la masse pour empêcher la formation de charge statique. Pour tout problème spécifique, se référer aux instructions du constructeur.

12 Traitement

12.1 Généralités

AVERTISSEMENT Le traitement de l'huile usagée doit être fait avec un soin approprié. Il convient de prendre toutes les contre-mesures pour réduire au minimum tout risque déraisonnable pour les ouvriers, la santé publique et l'environnement. Il convient de toujours faire effectuer le traitement de l'huile par un personnel expérimenté et qualifié bien conscient des risques associés à la santé et à l'environnement et conformément aux règlements locaux. Il convient de toujours entreprendre une appréciation du risque complète avant de commencer tout traitement.

Des contrôles stricts doivent être entrepris afin d'éviter la contamination par le PCB.

Des contrôles stricts doivent être entrepris pour éviter des fuites accidentelles dans l'environnement. L'étanchéité des tuyaux, des pompes et des flexibles doit être examinée avec soin.

Comme les traitements d'huile sont généralement effectués sous vide, une attention particulière doit être portée pour éviter les émissions dans l'atmosphère.

Les traitements d'huile produisent des déchets, tels que les filtres usagés, les absorbants d'huile contaminée, etc. Il est donc nécessaire de choisir la meilleure technologie disponible pour réduire au minimum la production de déchets ou des matériaux usagés et d'avoir des déchets strictement en conformité avec les réglementations locales.

Si le traitement est réalisé sur du matériel en charge, des mesures de sécurité strictes doivent être prises pour éviter des risques aux ouvriers. En outre, des mesures de sécurité doivent être prises pour éviter toute détérioration du matériel lui-même.

Il convient de prendre des précautions lors des travaux avec de l'huile chaude. Il est recommandé pour les ouvriers d'utiliser des équipements de protection individuelle appropriés conformément aux règlements locaux et à l'appréciation du risque.

Il est recommandé de faire un accord entre le prestataire de service et le client sur les propriétés d'huile après chaque traitement.

12.2 Retraitement

12.2.1 Généralités

Il s'agit d'un processus qui élimine ou réduit la contamination physique au moyen de processus physiques (filtration, déshumidification, dégazéification, etc.)

In locations with fixed oil-handling equipment, the pipe-work from the clean oil tanks to the electrical apparatus should be kept clean and free from water. Dehydrating breathers should be regularly inspected and maintained. Where portable oil-handling equipment is used, flexible pipe-work and hand pumps should be carefully inspected to ensure that they are free from dirt and water, and should be flushed with clean oil before use. If the clean oil is from drums, it should have been recently tested, and the filling orifices of the drums should be clean.

Hoses used for clean oil and hoses used for dirty oil should be clearly marked and provided with plugs for sealing the ends when not in use. Hoses shall be resistant to oil, as ordinary rubber contains free sulphur, which is corrosive. If wire braided hoses are used, the hoses shall be cross-bonded and properly grounded to prevent the build-up of any static charge. For specific problems, reference should be made to the equipment manufacturer's instructions.

12 Treatment

12.1 General

WARNING The treatment of used oil has to be done with proper care. All countermeasures should be taken to minimize any unreasonable risk to workers, public health and the environment. Experienced and qualified personnel well aware of the health and environmental risks associated should always perform oil treatment, strictly in accordance with local regulations. A full Risk Assessment should always be undertaken before commencing any treatment.

Strict control shall be undertaken in order to avoid cross contamination by PCB.

Strict control shall be undertaken to avoid accidental spills to the environment. Pipes, pumps and hoses shall be carefully inspected for tightness.

As oil treatments are usually carried out under vacuum, special attention shall be paid to avoid emissions to the atmosphere.

Oil treatments produce waste, such as spent filters, oil-contaminated absorbents etc. It is therefore necessary to choose the best available technology to minimize production of waste or spent materials and to dispose of waste strictly according to local regulations.

If the treatment is performed on on-load equipment, strict safety measures shall be taken to avoid risks to the workers. Also, safety measures shall be taken to avoid any damage to the equipment itself.

Due care should be taken when working with hot oil. Workers should use appropriate personal protective equipment according to local regulations and the risk assessment.

The properties of the oil after any treatment should be agreed between service provider and customer.

12.2 Reconditioning

12.2.1 General

Reconditioning is a process that eliminates or reduces physical contamination by means of physical processes (filtration, de-humidification, de-gasification, etc.).

Le retraitement est réalisé sur le site de l'utilisateur, en utilisant uniquement des moyens physiques, pour enlever des contaminants de l'huile. Cependant, ce processus n'entraîne pas forcément la conformité de l'huile au Tableau 3 de la présente norme.

Le retraitement réduit la teneur en eau et en particule de l'huile. Le processus peut également enlever certains gaz dissous et autres mélanges tels que les mélanges furaniques. Après un tel processus, il convient d'établir des nouveaux niveaux de référence.

Les moyens physiques utilisés pour éliminer l'eau et les particules solides de l'huile comprennent plusieurs types de filtration, de centrifugation et de procédés de séchage sous vide.

Si le traitement sous vide n'est pas utilisé, il est conseillé de limiter la température à 30 °C. Si le traitement sous vide est utilisé, des températures plus élevées peuvent être avantageuses. Cependant, au sous vide utilisé, il convient de ne pas dépasser le point d'ébullition initial de l'huile traitée, afin d'éviter toute perte excessive des fractions les plus légères de l'huile. Si cette donnée est inconnue, il convient de ne pas traiter l'huile sous vide à des températures supérieures à 85 °C.

NOTE 1 Le traitement de l'huile minérale inhibée sous vide et à haute température peut entraîner la perte partielle des inhibiteurs d'oxydation. Les inhibiteurs habituels, le 2,6-di-tert-butyl-paracresol et le 2,6-di-tert-butyl-phenol, sont plus volatils que l'huile minérale isolante. L'élimination sélective de l'eau et de l'air, de préférence à la perte d'inhibiteurs et de l'huile est obtenue par un traitement à basse température.

S'il est souhaitable de réduire les dépôts ou l'eau libre, un traitement à froid à pression atmosphérique peut être approprié.

Les filtres traitent efficacement les impuretés solides, mais généralement, ils peuvent éliminer uniquement de faibles quantités d'eau libre. Lorsque de l'eau libre se trouve en grande quantité, la majorité de celle-ci peut et doit en principe être éliminée avant la filtration de l'huile.

NOTE 2 Il convient de ne pas utiliser le matériel destiné au filtrage des huiles sujettes au risque de contamination par carbone (par exemple provenant des changeurs de prise) pour d'autres huiles à cause du risque de contamination.

Pour empêcher la perte d'additifs, les conditions qui ont été trouvées satisfaisantes pour la plupart des traitements d'huile minérale inhibée sont présentées au Tableau 7.

Tableau 7 – Conditions pour les traitements des huiles isolantes minérales inhibées

Température °C	Pression minimale Pa
40	8
50	15
60	30
70	80
80	200
85	280

En règle générale, les séparateurs de centrifuge sont suffisants pour éliminer l'eau libre de l'huile, et, dans tous les cas, peuvent agir sur toutes les impuretés solides finement divisées.

Reconditioning is carried out at the user's site, employing physical means only, to remove contaminants from the oil. However, this process does not always result in oil that conforms to Table 3 of this standard.

Reconditioning reduces the particle and water content of the oil. The process may also remove some dissolved gases and other components such as furanic compounds. New datum levels should be established after such a process.

The physical means that are used for removing water and solids from oil include several types of filtration, centrifuging and vacuum dehydration techniques.

If vacuum treatment is not employed it is advisable to limit the temperature to 30 °C. If vacuum treatment is employed, a higher temperature may be advantageous. However, at the vacuum used, the initial boiling point of the oil being treated should not be exceeded, to avoid undue loss of lighter fractions. If this information is not available, it is recommended that the oil should not be vacuum treated at temperatures over 85 °C.

NOTE 1 Processing inhibited mineral oil under vacuum and at elevated temperatures may cause partial loss of oxidation inhibitors. The common inhibitors, 2,6-di-tert-butyl-paracresol and 2,6-di-tert-butyl-phenol, are more volatile than mineral insulating oil. The selectivity for removal of water and air in preference to loss of inhibitor and oil is improved by use of a low processing temperature.

If it is desirable to reduce particles or free water, cold treatment at atmospheric pressure may be appropriate.

Filters deal efficiently with solid impurities, but are generally capable of removing only small quantities of free water. Where relatively large quantities of free water are present, most of it can, and should, be removed before filtration of the oil.

NOTE 2 Equipment used for filtering oils subject to the risk of contamination by carbon (e.g. from tapchangers) should not be used for other oils because of the risk of cross-contamination.

To prevent loss of additives, the conditions that have been found satisfactory for most inhibited mineral oil processing are shown in Table 7.

Table 7 – Conditions for processing inhibited mineral insulating oils

Temperature °C	Minimum pressure Pa
40	8
50	15
60	30
70	80
80	200
85	280

Centrifugal separators are, in general, satisfactory for removing free water from oil and can deal also with any finely divided solid impurities.

Le traitement à chaud de l'huile réduit sa viscosité et augmente la vitesse de passage dans certains types d'épurateurs. Par ailleurs, les dépôts et l'eau libre sont plus solubles dans l'huile chaude que dans l'huile froide. Les dépôts et l'eau libre sont, dès lors, éliminés plus efficacement par un traitement à froid. L'eau dissoute et en suspension et les gaz dissous sont éliminés efficacement par un traitement sous vide à chaud.

Si l'huile contient des matières solides, il est conseillé de la filtrer avant de la traiter sous vide.

12.2.2 Matériel de retraitement

12.2.2.1 Filtres

Ils sont généralement conçus sur le principe d'une circulation forcée de l'huile sous pression au travers de matériaux absorbants tels que le papier ou autre matériau filtrant. Les filtres de ce type sont utilisés de préférence pour éliminer les agents contaminants en suspension. Il convient de noter que les caractéristiques nominales de micron, généralement utilisées pour caractériser ces filtres, sont fondées sur les essais gravimétriques et sur le rendement d'application, basé sur le poids, qui ne concerne pas les tailles des particules. (Il convient que le produit filtrant soit capable d'éliminer les particules dont la taille nominale est supérieure à 10 μm bien que les règlements locaux peuvent prescrire une valeur plus basse par exemple 5 μm .). De tels dispositifs ne dégazent pas l'huile.

L'aptitude d'un filtre à éliminer l'eau est fonction de son état de siccité et de la taille du produit filtrant. Lors de la filtration d'une huile contenant de l'eau, la teneur en eau du produit filtrant s'équilibre rapidement avec la teneur en eau de l'huile. L'efficacité du processus peut être contrôlée par l'affichage en continu de la teneur en eau de l'huile de sortie.

Il convient de veiller à ce que les filtres papier soient d'une qualité appropriée de sorte qu'ils ne perdent pas de fibres.

Pendant le service, les filtres deviennent contaminés par de l'huile usagée et des agents contaminants solides, par conséquent il convient d'effectuer la mise au rebut des filtres strictement selon des règlements locaux. Les filtres susceptibles d'être contaminés par le PCB doivent faire l'objet d'une attention particulière.

12.2.2.2 Centrifugeuses

Une centrifugeuse peut généralement éliminer une quantité d'agents polluants beaucoup plus élevée qu'un filtre conventionnel, mais ne peut éliminer certains agents contaminants solides aussi complètement qu'un filtre.

Dès lors, la centrifugeuse est généralement utilisée pour le nettoyage de masse peu soignés ou une grande quantité d'huile contaminée doit être manipulée.

Généralement, la sortie de la centrifugeuse est raccordée à un filtre pour l'épuration finale.

12.2.2.3 Déshydrateurs sous vide

Le déshydrateur sous vide est un appareil efficace pour réduire à de très basses valeurs les teneurs en gaz et en eau d'une huile minérale isolante. (L'utilisation d'un déshydrateur sous vide pour éliminer l'eau excessive des systèmes d'isolation papier utilisant la circulation d'huile n'est pas un processus efficace. Il peut être nécessaire de considérer des techniques spéciales.)

If oil is purified whilst hot, its viscosity is reduced and the throughput with certain types of purifier is greater. On the other hand, sludge and free water are more soluble in hot oil than in cold. Particles and free water are, therefore, more effectively removed by cold treatment. Dissolved and suspended water and dissolved gases are effectively removed by hot vacuum treatment.

If the oil contains solid matter, it is advisable to pass it through some type of filter before processing it under vacuum.

12.2.2 Reconditioning equipment

12.2.2.1 Filters

Filtering equipment usually forces oil under pressure through absorbing material such as paper or other filter media. Filters of this type are normally used to remove contaminants in suspension. It should be noted that the nominal micron ratings, commonly used to characterise these filters, are based on gravimetric tests and applying efficiency, based on weight, which takes no regard of particle size. (The filter medium should be capable of removing particles larger than 10 µm although local regulations may prescribe a lower value e.g. 5 µm.) Such equipment does not de-gas the oil.

The ability of a filter to remove water is dependent upon the dryness and quantity of the filter medium. When filtering oil that contains water, the water content of the filter medium rapidly comes into equilibrium with the water content of the oil. A continuous indication of the water content of the outgoing oil is useful to monitor the efficiency of the process.

Care should be taken to ensure that paper filters are of the correct grade so that they do not shed fibres.

During service, filters become contaminated with used oil and solid contaminants, therefore the disposal of filters should be carried out strictly in accordance with local regulations. Special consideration shall be given to filters likely to be contaminated with PCB.

12.2.2.2 Centrifuges

In general, a centrifuge can handle a much greater concentration of contaminants than can a conventional filter but cannot remove some of the solid contaminants as completely as a filter.

Consequently, the centrifuge is generally found in use for rough bulk cleaning where large amounts of contaminated oil are to be handled.

The output of the centrifuge is often put through a filter for the final clean-up.

12.2.2.3 Vacuum dehydrators

The vacuum dehydrator is an efficient means of reducing the gas and water content of a mineral insulating oil to very low values. (The use of a vacuum dehydrator to remove excessive water from paper insulation systems using oil circulation is not an efficient process. Special techniques may need to be considered.)

Il existe deux types de déshydrateurs sous vide, tous deux fonctionnant à température élevée. Dans un cas, le traitement est effectué par pulvérisation de l'huile dans une chambre sous vide; dans l'autre, l'huile s'écoule en couches minces sur une série de chicanes placées dans une chambre sous vide. Dans les deux cas, le but recherché est d'exposer au vide une surface maximale et une épaisseur minimale d'huile.

Outre l'élimination de l'eau, la déshydratation sous vide permet de dégazer l'huile et d'éliminer les acides les plus volatils et certains des 2-furfural.

12.2.3 Application aux matériels électriques

12.2.3.1 Epuración directe

L'huile est passée à travers l'unité d'épuration et ensuite stockée dans des conteneurs propres appropriés. Lorsque le matériel électrique doit être rempli à nouveau, l'huile repasse à travers l'épurateur, puis directement dans le matériel. Il y a lieu d'utiliser cette méthode pour l'appareillage de connexion. Cette méthode convient également aux transformateurs de petites tailles, mais il faut toutefois prendre soin de s'assurer que le circuit magnétique, les enroulements, l'intérieur de la cuve et les autres compartiments contenant l'huile soient convenablement nettoyés. Il convient que tous les compartiments contenant de l'huile de l'ensemble de l'équipement soient également bien nettoyés au moyen d'huile provenant de l'épurateur.

12.2.3.2 Epuración par circulation

L'huile pompée dans le fond de la cuve de l'appareil circule à travers l'épurateur et est renvoyée dans le haut de l'appareil électrique. Il y a lieu que le retour se fasse de manière régulière et horizontalement sur ou près du niveau supérieur de l'huile, de façon à éviter autant que possible de mélanger l'huile purifiée avec l'huile non traitée. La méthode de circulation est particulièrement utile pour éliminer les agents contaminants en suspension, mais tous les agents contaminants en adhésion ne seront pas nécessairement éliminés.

L'expérience a montré qu'il était généralement nécessaire de passer par l'épurateur au moins trois fois le volume total d'huile; il convient de choisir l'équipement d'épuration en tenant compte de ce fait. Le nombre de passages dépendra du degré de contamination et il est essentiel que le processus soit poursuivi jusqu'à ce que l'essai de tension de claquage de l'échantillon prélevé du fond de l'appareillage électrique, après que l'huile soit reposée pendant quelques heures, soit satisfaisant.

Il convient de réaliser le procédé de circulation lorsque l'appareil électrique est déconnecté de la source d'alimentation. Dans tous les cas, et particulièrement lorsqu'il y a eu aération, il convient que l'huile reste au repos pendant quelque temps, suivant les recommandations du constructeur, avant remise sous tension de l'appareil.

AVERTISSEMENT Il est dans les habitudes de certains pays de réaliser ce processus avec le transformateur sous tension, mais cela doit seulement être fait après qu'une appréciation du risque complète a été effectuée.

Une autre technique est parfois utilisée dans le cas des transformateurs; dans lesquels l'huile circule de manière continue durant un service normal à travers un absorbant, telle qu'une passoire moléculaire, l'huile et les enroulements sont donc séchés tout en éliminant un grand nombre de produits d'oxydation d'huile. C'est une méthode particulière qui n'est pas développée dans la présente norme.

12.2.3.3 Transformateurs de mesure étanches

Afin d'éviter le risque d'introduction d'air dans le transformateur, qui peut mener à une défaillance prématurée, le retraitement de l'huile doit être fait strictement en conformité avec les instructions pertinentes du fabricant au moment du retraitement.

There are two types of vacuum dehydrator; both function at elevated temperature. In one method, the treatment is accomplished by spraying the oil into a vacuum chamber; in the other, the oil flows in thin layers over a series of baffles inside a vacuum chamber. In both types, the objective is to expose a maximum surface and minimum thickness of oil to the vacuum.

In addition to removing water, vacuum dehydration will de-gas the oil and may remove some of the more volatile acids and some of the 2-furfural.

12.2.3 Application to electrical equipment

12.2.3.1 Direct purification

The oil is passed through a purifier and then stored in suitable clean containers. When the electrical equipment is to be refilled, the oil is passed through the purifier again, and then directly into the equipment. This method can be used for switchgear. It is suitable, too, for smaller transformers, but care is needed to ensure that the core, the windings, the interior of the tank and other oil-containing compartments are thoroughly cleaned. The oil-containing compartments of all equipment should also be well cleaned, by means of oil from the purifier.

12.2.3.2 Purification by circulation

The oil is circulated through the purifier, being taken from the bottom of the tank of the electrical equipment and re-delivered to the top. The return delivery should be made smoothly and horizontally at or near the top oil level to avoid, as far as possible, mixing cleaned oil with oil that has not yet passed through the purifier. The circulation method is particularly useful for removing suspended contaminants, but not all adhering contaminants will necessarily be removed.

Experience has shown that it is generally necessary to pass the total volume of oil through the purifier not less than three times, and equipment having an appropriate capacity should be chosen with this in mind. The final number of cycles will depend on the degree of contamination, and it is essential that the process be continued until a sample taken from the bottom of the electrical equipment after the oil has been allowed to settle for a few hours, passes the breakdown voltage test.

It is recommended that the circulation should be performed with the electrical equipment disconnected from the power source. In all cases, the oil should be allowed to stand for some time in accordance with the manufacturer's instructions before the equipment is re-energized.

WARNING It is the practice in some countries to perform this process with the transformer energized, but this shall only be done after full risk assessment has been carried out.

Another technique is sometimes used for transformers, in which oil is continuously circulated during normal service through an adsorbent, such as molecular sieve, thus keeping both oil and windings dry and removing many oil oxidation products. This is a specialized method not further considered in this standard.

12.2.3.3 Sealed instrument transformers

In order to avoid the risk of introducing air into the transformer, which may lead to premature failure, oil reconditioning shall be done strictly in accordance with the manufacturer's instructions pertinent at the time of reconditioning.

12.3 Régénération

12.3.1 Généralités

Ce procédé permet d'éliminer ou de réduire les agents contaminants polaires solubles et insolubles de l'huile par des moyens chimiques d'adsorption, en plus des moyens physiques. Les processus de régénération exigent des compétences particulières, du matériel et de l'expérience. Il convient d'évaluer le produit résultant sur des paramètres critiques pour obtenir des informations sur l'efficacité du processus et pour pouvoir estimer la durée de vie restante.

Ce processus peut entraîner l'huile, qui est à l'origine conforme à la CEI 60296, à être ramenée à une norme acceptable. La régénération des huiles d'une acidité moyenne vers une acidité élevée aura en général comme conséquence des huiles avec une plus faible résistance d'oxydation que l'huile neuve originale.

Avant de réaliser un processus de régénération, un essai de faisabilité de laboratoire est recommandé.

Il existe deux types de régénération d'huile: percolation et mise en contact.

12.3.2 Régénération par percolation

Le processus complet se compose de trois étapes consécutives :

- 1) L'huile, prélevée du fond de l'appareil électrique, est chauffée à une température donnée et diffusée à travers un filtre (pour éliminer les particules et les solides en suspension) et livrée de nouveau au niveau supérieur.
- 2) Elle est alors diffusée à travers une ou plusieurs cartouches contenant la terre à foulon ou tout autre matériel approprié, pour éliminer les contaminants polaires solubles.
- 3) L'huile est finalement diffusée à travers un dispositif de reconditionnement (déshydrateur ou centrifugeuse sous vide) pour éliminer l'eau et des gaz.

La terre à foulon est un matériel actif contenant à la fois les emplacements actifs polaires internes et externes, qui laisse passer à travers les composants non polaires de l'huile sans rétention mais qui maintient les contaminants polaires ou les mélanges de dégradation dissous dans l'huile.

Plusieurs argiles différentes sont disponibles qui possèdent une mise en évidence appropriée pour ces besoins. Les plus largement répandues sont du type de sépiolite, de bentonite, d'attapulgite ou de montmorillonite dont la terre à foulon est la plus communément utilisée. Elles sont constituées d'anions de silicate $[\text{Si}_2\text{O}_5]_n$ condensés avec des couches octaédriques du type $\text{X}(\text{OH})_2$ où X peut être du magnésium, de l'aluminium, etc.

Normalement, la terre à foulon est traitée pour augmenter sa zone de surface spécifique, la concentration et la polarité de ses acides de Lewis. La terre à foulon peut être utilisée seule ou en combinaison avec d'autres produits chimiques comme le phosphate trisodique, le charbon actif et le silicate de sodium.

La rétention des contaminants par les adsorbants des sites actifs est, généralement, améliorée par la température, ainsi le processus a lieu normalement à 60 °C jusqu'à 80 °C.

L'expérience a montré qu'il était généralement nécessaire de faire passer au moins trois fois le volume total d'huile par l'épurateur; il convient de choisir l'équipement d'épuration en tenant compte de ce fait. Le nombre final de passages dépendra du degré de contamination initiale et du niveau final souhaité pour les propriétés.

12.3 Reclaiming

12.3.1 General

This is a process that eliminates or reduces soluble and insoluble polar contaminants from the oil by chemical and physical processing. Reclamation processes require special competence, equipment and experience. The resulting product should be evaluated on critical parameters to achieve information about process efficiency and to be able to estimate remaining lifetime.

This process may result in oil, which originally conformed to IEC 60296, being restored to an acceptable standard. Reclamation of oils of moderate to high acidity will usually result in oils with a lower oxidation resistance than the original new oil.

Before performing a reclamation process, a laboratory feasibility test is recommended.

There are two types of oil reclaiming: percolation and contact.

12.3.2 Reclaiming by percolation

The full process consists of three consecutive steps:

- 1) The oil, being taken from the bottom of the electrical equipment, is heated to a given temperature and circulated through a filter (to eliminate the particles and suspended solids) being re-delivered to the top.
- 2) It is then circulated through one or more cartridges containing fuller's earth or other suitable material, to eliminate soluble polar contaminants.
- 3) The oil is finally circulated through a reconditioning device (vacuum dehydrator or centrifuge) to eliminate water and gases.

Fuller's earth is an active material containing both internal and external polar active sites, which allow the non-polar components of the oil to pass through without retention but which retains the polar contaminants or degradation compounds dissolved in the oil.

Several different clays are available that have proven suitable for these purposes. The most widely used are of the sepiolite, bentonite, attapulgite or montmorillonite type of which fullers's earth is the most commonly used. They are constituted of silicate anions $[\text{Si}_2\text{O}_5]_n$ condensed with octahedral layers of the type $\text{X}(\text{OH})_2$ where X may be magnesium, aluminium, etc.

Normally, fuller's earth is treated to increase its specific surface area and the concentration and polarity of its Lewis acids. Fuller's earth can be used alone or in combination with other chemicals like trisodium phosphate, activated charcoal and sodium silicate.

The retention of contaminants by adsorbent active sites is, generally, improved by temperature, thus the process normally takes place at 60 °C to 80 °C.

Experience has shown that it is usually necessary to pass the total volume of oil through the adsorbent not less than three times, and equipment of appropriate capacity should be chosen for this purpose. The final number of cycles will depend on the degree of initial contamination and the desired final level for properties.

Dans le cas des appareils fortement contaminés, il est habituel de transférer toute l'huile dans un récipient propre adapté, pour reprendre une petite partie d'huile et pour l'utiliser afin de laver entièrement le matériel électrique, particulièrement les enroulements. Cette petite partie d'huile est éliminée selon des règlements locaux, et l'huile restante est alors régénérée comme décrit ci-dessus.

Il est important de garder à l'esprit qu'une petite partie d'huile, inférieure à 5 %, reste absorbée par l'adsorbant, ainsi de l'huile neuve doit être utilisée pour le remplissage de l'équipement à la fin du processus.

Pendant le service, l'absorbant se contamine par de l'huile usagée et par des agents contaminants solides, par conséquent il convient d'effectuer l'élimination ou la réactivation de substance strictement selon des règlements locaux. Il est recommandé qu'une attention particulière soit accordée à l'absorbant susceptible d'être contaminé par le PCB.

12.3.3 Régénération par contact

Ce processus consiste à mélanger l'huile contaminée, en présence de terre à foulon, dans un récipient adapté. Ce n'est pas un système approprié pour les applications industrielles car il nécessite de très longues périodes d'interruption pour le matériel électrique, mais peut être utile pour le recyclage de grandes quantités d'huile usagée.

Normalement ce processus est utilisé dans le laboratoire pour étudier la faisabilité d'un processus de régénération dans une huile donnée et pour estimer les niveaux finaux des propriétés qui peuvent être atteintes par la régénération dans le domaine.

12.3.4 Renouvellement des additifs

Comme la régénération d'huile est réalisée après le vieillissement de l'huile, il est inévitable que les inhibiteurs naturels dans l'huile soient usagés. Il est donc recommandé que les additifs soient remplacés dans l'huile retraitée après le processus de régénération et avant la remise sous tension de l'appareil. Les additifs les plus largement utilisés sont les 2,6-di-tert-butyl-p-cresol (DBPC) et les 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP).

12.4 Décontamination des huiles contenant du polychlorobiphényle (PCB)

12.4.1 Généralités

Les transformateurs contenant les huiles contaminées par du PCB ne doivent pas être considérés comme des déchets pendant le service. Si l'huile se contamine accidentellement, il existe plusieurs processus et techniques disponibles pour la décontamination sur site et à l'extérieur du site des huiles contaminées par du PCB. Ces processus sont fondés sur les réactions chimiques entre les PCB et le réactif pour éliminer la présence de chlore. Toutes les méthodes de décontamination de PCB, soit sur site ou loin du site, doivent être appliquées par des compagnies qualifiées se conformant entièrement aux règlements locaux.

Les techniques de décontamination hors du site sont encadrées par des considérations de sécurité concernant le transport du matériel et du liquide contaminé vers une installation autorisée de traitement d'huile et sont soumises aux règlements locaux.

12.4.2 Processus de déhalogénéation utilisant des dérivées de sodium et de lithium

Ces processus sont typiquement appliqués en groupe et utilisent des réactifs basés sur le sodium métallique, l'hydruure de sodium, l'hydruure de lithium et des additifs, pour la déhalogénéation du PCB dans l'huile. Ce type de processus est typiquement mené sous pression et à moyenne et haute température (150 °C – 300 °C). Cette température est plus élevée que le point d'éclair de l'huile (140 °C – 150 °C) et présente par conséquent des risques de sécurité.

AVERTISSEMENT Des mesures appropriées doivent être prises pour réduire au minimum le risque d'incendie ou d'explosion, particulièrement en présence de l'huile humide.

In the case of highly contaminated equipment, it is usual to transfer all the oil to a suitable clean container, reclaim a small portion of the oil and use it to thoroughly wash the electrical equipment, especially the windings. This portion of the oil is disposed of according to local regulations, and the remaining oil is then reclaimed as described above.

It is important to bear in mind that a small portion of the oil, less than 5 %, remains absorbed by the adsorbent, thus some unused oil shall be used for topping-up the equipment at the end of the process.

During service, the adsorbent becomes contaminated with used oil and solid contaminants, therefore the disposal, or re-activation, of the substance should be carried out strictly in accordance with local regulations. Special consideration will have to be given to adsorbents likely to be contaminated with PCB.

12.3.3 Reclaiming by contact

This process consists of stirring the contaminated oil, in the presence of fuller's earth, in a suitable container. It is not an appropriate system for industrial applications as it needs very long outage periods for the electrical equipment, but may be useful for the recycling of large amounts of waste oils.

Normally this process is used in the laboratory to investigate the feasibility of a reclamation process in a given oil and to estimate the final levels of the properties that can be reached by reclamation in the field.

12.3.4 Renewal of additives

As oil reclamation is performed after the oil is aged, it is inevitable that the natural inhibitors in the oil have been spent. It is therefore recommended that the additives be replaced in the reclaimed oil after the reclaiming process and before the equipment is re-energized. The most widely used additives are 2,6-di-tert-butyl-p-cresol (DBPC) and 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP).

12.4 Decontamination of oils containing PCB

12.4.1 General

Transformers containing PCB contaminated oils shall not be considered waste whilst in service. Should the oil become accidentally contaminated, there are several processes and techniques available for either on-site and off-site decontamination of PCB contaminated oils. These processes are based on chemical reactions between PCBs and the reagent to remove the chlorine present. All PCB decontamination methods, either off-site or on-site, shall be applied by skilled companies complying fully with local regulations.

Off-site decontamination techniques are limited by considerations for the safe transportation of contaminated equipment and liquid to an authorized oil processing facility and are the subject of local regulations.

12.4.2 Dehalogenation processes using sodium and lithium derivatives

These processes are typically applied in batch and use reagents based on metallic sodium, sodium hydride, lithium hydride and additives, for the dehalogenation of PCB in the oil. This type of process is typically run under pressure and medium to high temperature (150 °C – 300 °C). This temperature is higher than the flash point of the oil (140 °C – 150 °C) and therefore introduces subsequent safety risks.

WARNING Proper measures shall be taken to minimize the risk of fire or explosion, especially in the presence of wet oil.

12.4.3 Processus de déhalogénéation utilisant de l'hydroxyde de polyéthylène glycol et du potassium (KPEG)

Ce processus, développé pour surmonter les problèmes associés à l'utilisation du sodium métallique, utilise un réactif liquide basé sur le polyéthylène glycol (PEG) et un hydroxyde alcalin en métal tel que l'hydroxyde de potassium (KOH). Ce type de processus, qui est mené à des températures de 130 °C – 150 °C, a une efficacité limitée sur certains types de contaminants (par exemple l'Aroclor 1242).

12.4.4 Déhalogénéation en mode continu par le processus en circuit fermé

Ce processus utilise un réactif solide se composant d'un mélange de glycol de masse moléculaire élevée, d'un mélange des bases et d'un accélérateur radical ou tout autre catalyseur pour la conversion chimique du chlore organique en sels inertes, sur un support de particule de zone de grande surface.

Ce processus fonctionne normalement à 80 °C – 100 °C et a la capacité de décontaminer l'équipement sur place, par la circulation continue de l'huile dans un système fermé (sans vidanger l'huile ou utiliser les réservoirs auxiliaires), en utilisant les possibilités dissolvantes de l'huile pour l'extraction continue du PCB des matériaux solides à l'intérieur de l'appareil.

13 Remplacement de l'huile dans le matériel électrique

13.1 Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension nominale inférieure à 72,5 kV dans l'appareillage de connexion et les matériels associés

Une petite quantité complémentaire d'huile propre est nécessaire pour rincer l'intérieur du réservoir et des parties immergées. Il est important que le réservoir, les surfaces des conducteurs et des isolateurs soient effectivement propres et par la suite maintenus exempts de fibres. De telles fibres peuvent être introduites lors de l'utilisation de matériaux de nettoyage inadéquats au cours des opérations d'entretien, en pratique, les seuls matériaux admissibles et efficaces sont en matière plastique. Il est également primordial que la cuve et les autres surfaces soient exemptes d'humidité.

Il s'avère qu'une pression finale purgée à l'huile propre de qualité connue présente un avantage dans l'élimination des fibres et autres matériaux extérieurs.

L'application d'une procédure d'extraction sous vide s'est avérée profitable dans l'élimination d'autres contaminants, à condition que le matériel puisse résister aux conditions de vide.

Durant le remplissage du matériel, il convient que l'aération soit réduite autant que possible et que l'extrémité du tuyau amenant l'huile soit placée sous la surface de l'huile de façon à éviter les éclaboussures; une autre solution consiste à effectuer le remplissage par le bas.

Il y a lieu de prévoir une période de repos de 12 h au moins, afin de permettre la désaération avant la mise en service des transformateurs (1h peut se révéler suffisante pour l'appareillage de connexion et 1 h à 2 h pour les transformateurs de puissance tous deux de tension réseau inférieure à 16 kV).

13.2 Remplacement de l'huile dans les transformateurs de tension nominale supérieure ou égale à 72,5 kV

Il y a lieu de se référer aux instructions du constructeur.

13.3 Remplacement de l'huile dans le matériel électrique contaminé par du PCB

Il y a lieu de se référer aux instructions du constructeur et aux réglementations locales. Il y a lieu d'effectuer une appréciation du risque complète.

12.4.3 Dehalogenation processes using polyethyleneglycol and potassium hydroxide (KPEG)

This process, developed to overcome the problems associated with the use of metallic sodium, uses a liquid reagent based on polyethyleneglycol (PEG) and an alkaline metal hydroxide such as potassium hydroxide (KOH). This type of process, which is run at temperatures of 130 °C – 150 °C, has a limited efficiency on some types of contaminants (e.g. Aroclor 1242).

12.4.4 Dehalogenation in continuous mode by closed circuit process

This process uses a solid reagent consisting of a high molecular weight glycol mixture, a mixture of bases and a radical promoter or other catalyst for chemical conversion of organic chlorine to inert salts, on a high surface area particulate support.

This process normally runs at 80 °C – 100 °C and has the capability to decontaminate equipment on-site, through continuous circulation of the oil in a closed system (without draining the oil or using auxiliary tanks), using the solvent capability of the oil for continuous extraction of PCB from solid materials inside the equipment.

13 Replacement of oil in electrical equipment

13.1 Replacement of oil in transformers rated below 72,5 kV and in switchgear and associated equipment

A small extra quantity of oil is needed to rinse the interior of the tank and the immersed parts. It is essential that the tank and the surfaces of conductors and insulators be cleaned effectively and subsequently be kept free from fibres. Such fibres are readily introduced by the use of unsatisfactory cleaning materials during plant maintenance; in practice the only efficient and permissible materials are synthetic. It is also essential that the tank and other surfaces be kept free from water.

A final pressure flush with clean oil of known quality has proved beneficial in the removal of fibres and other extraneous material.

Application of a vacuum extraction procedure has proved valuable in removing other contaminants, provided the equipment can withstand the vacuum.

There should be as little aeration as possible during the filling of tanks and, as far as possible, the end of the delivery pipe should be held below the surface of the oil in order to avoid splashing; alternatively, the tanks should be filled from the bottom.

There should be a standing period of not less than 12 h to allow de-aeration before commissioning transformers (1 h may be adequate for switchgear and 1 h – 2 h for power transformers both with a nominal system voltage of less than 16 kV).

13.2 Replacement of oil in transformers rated 72,5 kV and above

Reference should be made to the equipment manufacturer.

13.3 Replacement of oil in electrical equipment contaminated with PCB

Reference should be made to the equipment manufacturer and local regulations. A full risk assessment should be carried out.

Annexe A (informative)

Température d'échantillonnage inférieure à 20 °C

Lorsque les températures d'huile prélevées sont inférieures à 20 °C, une approche différente pour l'interprétation des résultats analytiques est nécessaire.

La solubilité en eau d'une huile minérale isolante neuve est donnée par la formule:

$$\text{Log}W_s = 7,0895 - \left(1 \frac{567}{T}\right) \quad (3)$$

où W_s est la solubilité de l'eau dans l'huile minérale neuve en mg/kg et T est la température absolue de l'huile en Kelvin.

Et $\% \text{ Saturation} = (\text{mg/kg d'eau} / W_s) \times 100$

Exemple (pour une huile neuve):

Teneur en eau = 10 mg/kg

Température d'huile = 20 °C

$\text{Log} W_s = (-1 \ 567/293) + 7,089 \ 5 = 1,741 \ 4$

$W_s = 55,132$

$\% \text{ Saturation} = (10/55,132) \times 100 = 18 \ \%$

Pour une huile contenant des produits polaires à partir de l'oxydation ou de la contamination, le pourcentage de saturation peut être mesuré par une méthode appropriée telle que celle dans la BS 6522 [2] ou être mesuré directement avec un instrument adapté.

Via un guide, l'état de l'isolation cellulosique rapporté au pourcentage de saturation de l'huile est donné dans le Tableau A.1.

Tableau A.1 – Guide pour interpréter des données exprimées en pourcentage de saturation

Pourcentage de saturation de l'eau dans l'huile	Etat de l'isolation cellulosique
0 % – 5 %	Isolation à sec.
6 % – 20 %	Modérément humide, les nombres bas indiquent des niveaux d'eau assez secs à modérés dans l'isolation. Les valeurs à l'égard de la limite supérieure indiquent une isolation modérément humide.
21 % – 30 %	Isolation humide.
>30 %	Isolation extrêmement humide.
Source: IEEE C57.106:2002 [6].	

Lorsque l'huile n'est pas en contact avec des quantités significatives d'isolation de cellulose (par exemple les réservoirs commutateurs ou les sélecteurs indépendants; les appareillages de connexion), le transport d'eau entre les isolations liquides et solides ne se produira pas et il convient de ne pas utiliser les facteurs de correction. Il convient à la place de calculer la saturation relative de l'eau dans l'huile par le rapport entre la teneur en eau mesurée et la solubilité de l'eau à la température moyenne de l'huile dans la cuve de l'équipement.

Annex A (informative) Sampling temperature below 20 °C

When sampled oil temperatures are below 20 °C, a different approach for the interpretation of analytical results is needed.

The water solubility of a typical, unused mineral insulating oil is given by the formula:

$$\text{Log } W_s = 7,089 5 - \left(\frac{1 567}{T} \right) \quad (3)$$

where W_s is the solubility of water in unused mineral oil in mg/kg and T is the absolute temperature of the oil in Kelvin.

And

$$\% \text{ Saturation} = (\text{mg/kg of water} / W_s) \times 100$$

Example (for an unused oil):

Water content = 10 mg/kg

Oil temperature = 20 °C

$$\text{Log } W_s = (-1 567/293) + 7,089 5 = 1,741 4$$

$$W_s = 55,132$$

$$\% \text{ Saturation} = (10/55,132) \times 100 = 18 \%$$

For an oil containing polar compounds from oxidation or contamination, the percentage saturation may be measured by a suitable method such as that in BS 6522 [2] or measured directly with a suitable instrument.

By way of a guide, the condition of cellulosic insulation referred to oil percent saturation is given in Table A.1.

Table A.1 – Guidelines for interpreting data expressed in percent saturation

Percent saturation water in oil	Condition of cellulosic insulation
0 % – 5 %	Dry insulation.
6 % – 20 %	Moderately wet, low numbers indicate fairly dry to moderate levels of water in the insulation. Values toward the upper limit indicate moderately wet insulation.
21 % – 30 %	Wet insulation.
>30 %	Extremely wet insulation.
Source : IEEE C57.106:2002 [6].	

Where oil is not in contact with significant amounts of cellulose insulation (e.g. independent selector or diverter tanks; switchgear), transport of water between liquid and solid insulations will not occur and the correction factors should not be used. Instead, the relative saturation of water in oil should be calculated by the ratio of measured water content to the solubility of water at the average temperature of the oil in the tank of the equipment.

Annexe B (informative)

Particules

Tableau B.1 – Exemples de niveaux de contamination [de particules] rencontrés dans l'huile isolante de transformateur de puissance comme mesurés par comptage laser (ISO 4406)

SOURCE: CIGRÉ WG12.17 Brochure 157 – Juin 2000

(Classe ISO 4406)	Comptage par 100 ml maximum		Désignation de contamination	Notes
	5 µm	15 µm		
Jusqu'à 8/5	250	32	Rien	Exigences de la CEI relatives à la propreté pour les flacons d'échantillon remplis de solvant propre
de 9/6 à 10/7	1 000	130	Basse	Excellente propreté d'huile produite durant l'essai d'acceptation d'usine et la mise en service du transformateur (Tableau 4)
de 11/8 à 15/12	32 000	4 000	Normal	Niveau de contamination typique pour les transformateurs en service
de 16/13 à 17/14	130 000	16 000	Marginal	Niveau de contamination trouvé sur un nombre significatif de transformateurs en service
de 18/15 et au-dessus			Haut	Niveau de contamination rare et indiquant généralement des conditions de fonctionnement anormales

En prenant en compte les mesures de champ rapportées par divers pays, il est recommandé de classer le niveau de contamination rencontré en service comme indiqué dans ce tableau. Une classification plus affinée ne serait pas réaliste compte tenu des variations qui peuvent se produire dans ce type de mesure.

Annex B (informative)

Particles

Table B.1 – Examples of contamination levels (particles) encountered on power transformer insulating oil as measured by laser counting (ISO 4406)

SOURCE: CIGRÉ WG12.17 Brochure 157 – June 2000

(ISO 4406 class)	Maximum count per 100 ml		Contamination designation	Notes
	5 µm	15 µm		
Up to 8/5	250	32	Nil	IEC cleanliness requirement for sample bottles filled with clean solvent
9/6 to 10/7	1 000	130	Low	Excellent oil cleanliness encountered during factory acceptance test and transformer commissioning (Table 4)
11/8 to 15/12	32 000	4 000	Normal	Contamination level typical for transformers in service
16/13 to 17/14	130 000	16 000	Marginal	Contamination level found on a significant number of transformers in service
18/15 and above			High	Contamination level rare and usually indicative of abnormal operating conditions

Considering the field measurements reported by various countries, it is recommended that the contamination level encountered in service should be classified as indicated in this table. A more refined classification would not be realistic in view of the variations that can occur in this type of measurement.

Annexe C (informative)

Méthode d'essai pour la détermination de sédiments et de dépôts

C.1 Détermination de sédiments

Pour déterminer les sédiments

- peser un verre fritté de porosité P 10 [12] ou une membrane filtrante de 8 µm appropriée à 0,1 mg près ;
- filtrer 100 g d'un échantillon homogénéisé de l'huile à travers le verre fritté ;
- laver le filtre avec 100 ml de n-heptane, jusqu'à élimination de l'huile ;
- sécher le filtre à une température de 105 °C, peser le filtre et calculer la quantité de sédiments en pourcentage.

C.2 Détermination de dépôts

Pour déterminer les dépôts

- prendre 25 g de l'huile filtrée provenant de la détermination de sédiments ;
- suivre la procédure pour la précipitation et le calcul des sédiments, décrite en 1.9.1 de la CEI 61125.

Annex C (informative)

Test method for determination of sediment and sludge

C.1 Sediment determination

To determine sediment:

- weigh a P 10 glass filter [12] or a suitable 8 μm membrane filter to the nearest 0,1 mg;
- filter 100 g of an homogenized sample of the oil through the glass filter;
- flush the filter with 100 ml of n-heptane in portions until the filter is free from oil;
- dry the filter at 105 °C, weigh the filter and calculate the amount of sediment as a percentage.

C.2 Sludge determination

To determine sludge:

- take 25 g of the filtered oil from the sediment determination;
- follow the procedure for sludge precipitation and calculation described in 1.9.1 of IEC 61125.

Bibliographie

- [1] ASTM D 5185, *Standard test method for determination of additive elements, wear metals, and contaminants in used lubricating oils and determination of selected elements in base oils by inductively coupled plasma atomic emission spectrometry (ICP-AES)*
- [2] BS 6522, *Méthode pour la détermination du pourcentage de saturation d'eau de l'huile isolante*
- [3] CIGRÉ, Brochure Technique 157:2000, *Effets des particules sur la tension de tenue de transformateur*
- [4] CIGRE Brochure Technique 227 :2003, *Lignes directrices pour les techniques de gestion de vie de transformateur de puissance*
- [5] DIN 51353, *Testing of insulating oils; Detection of corrosive sulphur; Silver strip test*
- [6] IEEE C57.106:2002, *Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment*
- [7] CEI 60354, *Guide de charge pour transformateurs de puissance immergés dans l'huile²*
- [8] CEI 60567, *Guide d'échantillonnage de gaz et d'huile dans les matériels électriques immergés, pour l'analyse des gaz libres et dissous*
- [9] CEI 60599, *Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres*
- [10] CEI 61198, *Huiles minérales isolantes – Méthodes pour la détermination du 2-furfural et ses dérivés*
- [11] ISO 4406, *Transmissions hydrauliques – Fluides – Méthode de codification du niveau de pollution particulaire solide*
- [12] ISO 4407, *Transmissions hydrauliques – Pollution des fluides – Détermination de la pollution particulaire par comptage au microscope optique*
- [13] ISO 4793, *Filtres frittés de laboratoire – Échelle de porosité – Classification et désignation*
- [14] ISO 5662, *Produits pétroliers – Huiles d'isolation électrique – Détection du soufre corrosif³*
- [15] ISO/CEI Guide 73, *Management du risque – Vocabulaire – Principes directeurs pour l'utilisation dans les normes*

² A republier en CEI 60076-10.

³ Cette publication a été supprimée

Bibliography

- [1] ASTM D 5185, *Standard test method for determination of additive elements, wear metals, and contaminants in used lubricating oils and determination of selected elements in base oils by inductively coupled plasma atomic emission spectrometry (ICP-AES)*
- [2] BS 6522, *Method for determination of percentage water saturation of insulating oil*
- [3] CIGRÉ, Technical Brochure 157:2000, *Effect of particles on transformer dielectric strength*
- [4] CIGRÉ, Technical Brochure 227:2003, *Life management techniques for power transformer*
- [5] DIN 51353, *Testing of insulating oils; Detection of corrosive sulphur; Silver strip test*
- [6] IEEE C57.106:2002, *Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment*
- [7] IEC 60354, *Loading guide for oil-immersed power transformers²*
- [8] IEC 60567, *Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases*
- [9] IEC 60599, *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*
- [10] IEC 61198, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*
- [11] ISO 4406, *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles*
- [12] ISO 4407, *Hydraulic fluid power – Fluid contamination – Determination of particulate contamination by the counting method using an optical microscope*
- [13] ISO 4793, *Laboratory sintered (fritted) filters – Porosity grading, classification and designation*
- [14] ISO 5662, *Petroleum products – Electrical insulating oils – Detection of corrosive sulphur³*
- [15] ISO/IEC Guide 73, *Risk management – Vocabulary – Guidelines for use in standards*

² IEC 60354 is due to be re-issued as IEC 60076-10.

³ This publication has been withdrawn



Standards Survey

The IEC would like to offer you the best quality standards possible. To make sure that we continue to meet your needs, your feedback is essential. Would you please take a minute to answer the questions overleaf and fax them to us at +41 22 919 03 00 or mail them to the address below. Thank you!

Customer Service Centre (CSC)

International Electrotechnical Commission

3, rue de Varembé
1211 Genève 20
Switzerland

or

Fax to: **IEC/CSC** at +41 22 919 03 00

Thank you for your contribution to the standards-making process.

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Customer Service Centre (CSC)
International Electrotechnical Commission
3, rue de Varembé
1211 GENEVA 20
Switzerland



Q1 Please report on **ONE STANDARD** and **ONE STANDARD ONLY**. Enter the exact number of the standard: (e.g. 60601-1-1)

.....

Q2 Please tell us in what capacity(ies) you bought the standard (tick all that apply). I am the/a:

- purchasing agent
- librarian
- researcher
- design engineer
- safety engineer
- testing engineer
- marketing specialist
- other.....

Q3 I work for/in/as a: (tick all that apply)

- manufacturing
- consultant
- government
- test/certification facility
- public utility
- education
- military
- other.....

Q4 This standard will be used for: (tick all that apply)

- general reference
- product research
- product design/development
- specifications
- tenders
- quality assessment
- certification
- technical documentation
- thesis
- manufacturing
- other.....

Q5 This standard meets my needs: (tick one)

- not at all
- nearly
- fairly well
- exactly

Q6 If you ticked NOT AT ALL in Question 5 the reason is: (tick all that apply)

- standard is out of date
- standard is incomplete
- standard is too academic
- standard is too superficial
- title is misleading
- I made the wrong choice
- other

Q7 Please assess the standard in the following categories, using the numbers:

- (1) unacceptable,
- (2) below average,
- (3) average,
- (4) above average,
- (5) exceptional,
- (6) not applicable

- timeliness.....
- quality of writing.....
- technical contents.....
- logic of arrangement of contents
- tables, charts, graphs, figures.....
- other

Q8 I read/use the: (tick one)

- French text only
- English text only
- both English and French texts

Q9 Please share any comment on any aspect of the IEC that you would like us to know:

.....





Enquête sur les normes

La CEI ambitionne de vous offrir les meilleures normes possibles. Pour nous assurer que nous continuons à répondre à votre attente, nous avons besoin de quelques renseignements de votre part. Nous vous demandons simplement de consacrer un instant pour répondre au questionnaire ci-après et de nous le retourner par fax au +41 22 919 03 00 ou par courrier à l'adresse ci-dessous. Merci !

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale

3, rue de Varembé

1211 Genève 20

Suisse

ou

Télécopie: **CEI/CSC** +41 22 919 03 00

Nous vous remercions de la contribution que vous voudrez bien apporter ainsi à la Normalisation Internationale.

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale

3, rue de Varembé

1211 GENÈVE 20

Suisse



Q1 Veuillez ne mentionner qu'**UNE SEULE NORME** et indiquer son numéro exact: (ex. 60601-1-1)
.....

Q2 En tant qu'acheteur de cette norme, quelle est votre fonction? (cochez tout ce qui convient)
Je suis le/un:

- agent d'un service d'achat
- bibliothécaire
- chercheur
- ingénieur concepteur
- ingénieur sécurité
- ingénieur d'essais
- spécialiste en marketing
- autre(s).....

Q3 Je travaille: (cochez tout ce qui convient)

- dans l'industrie
- comme consultant
- pour un gouvernement
- pour un organisme d'essais/ certification
- dans un service public
- dans l'enseignement
- comme militaire
- autre(s).....

Q4 Cette norme sera utilisée pour/comme (cochez tout ce qui convient)

- ouvrage de référence
- une recherche de produit
- une étude/développement de produit
- des spécifications
- des soumissions
- une évaluation de la qualité
- une certification
- une documentation technique
- une thèse
- la fabrication
- autre(s).....

Q5 Cette norme répond-elle à vos besoins: (une seule réponse)

- pas du tout
- à peu près
- assez bien
- parfaitement

Q6 Si vous avez répondu PAS DU TOUT à Q5, c'est pour la/les raison(s) suivantes: (cochez tout ce qui convient)

- la norme a besoin d'être révisée
- la norme est incomplète
- la norme est trop théorique
- la norme est trop superficielle
- le titre est équivoque
- je n'ai pas fait le bon choix
- autre(s)

Q7 Veuillez évaluer chacun des critères ci-dessous en utilisant les chiffres

- (1) inacceptable,
 - (2) au-dessous de la moyenne,
 - (3) moyen,
 - (4) au-dessus de la moyenne,
 - (5) exceptionnel,
 - (6) sans objet
- publication en temps opportun
 - qualité de la rédaction.....
 - contenu technique
 - disposition logique du contenu
 - tableaux, diagrammes, graphiques, figures
 - autre(s)

Q8 Je lis/utilise: (une seule réponse)

- uniquement le texte français
- uniquement le texte anglais
- les textes anglais et français

Q9 Veuillez nous faire part de vos observations éventuelles sur la CEI:

.....
.....
.....
.....
.....
.....



ISBN 2-8318-8255-9



9 782831 882550

ICS 29.040.10; 29.130

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND